

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Band 110

Tagungsband

20. DIALOG ABFALLWIRTSCHAFT MV

Veranstalter

Universität Rostock

Ministerium für Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume und Umwelt
Mecklenburg-Vorpommern

enviMV Umwelttechnologienetzwerk aus Mecklenburg-Vorpommern

LUNG Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie

am 15. Juni 2022

16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

am 16. und 17. Juni 2022

Professur

Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Tagungsband zum 20. DIALOG Abfallwirtschaft MV und zum
16. Rostocker Bioenergieforum

HERAUSGEBER

Prof. Dr. Michael Nelles
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
18051 Rostock

CIP-KURZTITELAUFNAHME

20. DIALOG Abfallwirtschaft MV
16. Rostocker Bioenergieforum
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock, 2022

© Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,
18051 Rostock

BEZUGSMÖGLICHKEITEN

Universität Rostock
Universitätsbibliothek, Schriftentausch
18051 Rostock
Tel.: 0381/498-8639, Fax: 0381/498-8632
E-Mail: tausch.ub@uni-rostock.de

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock
Tel.: 0381/498-3401, Fax: 0381/498-3402

ISBN 978-3-86009-535-5
DOI https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003615

Gedruckt in Deutschland auf Recyclingpapier.

**Die Verantwortung für den Inhalt der Beiträge und die Abbildungen liegt bei den
jeweiligen Autoren/-innen.**

Inhalt

20. Dialog Abfallwirtschaft MV

Vorwort.....	9
<i>Dagmar Koziolk</i>	
Aktivitäten der Hanse- und Universitätsstadt Rostock zur Abfallvermeidung	11
<i>Frank Wenzel</i>	
Klimaschutz durch Entsorgungsvergaben	19
<i>Yvonne Wittig</i>	
Die Herausforderungen durch Verpackungsabfälle.....	25
<i>Markus Piechotka</i>	
Aufbau der ersten Vergärungsanlage in Dubai.....	27
<i>Leif-Alexander Garbe</i>	
Alternative Proteine aus neuen Reststoffströmen (Störtebeker Braumanufaktur)	31
<i>Tommy Ender, Stepan Kusche, Michael Nelles</i>	
Klärschlammverwertung mittels hydrothormaler Karbonisierung (HTC).....	35
<i>Rainer Wiedenbröker</i>	
Steigerung der Energieeffizienz durch Wärmenutzung zur Klärschlamm Trocknung	41
<i>Steffen Bockholt</i>	
Stand der Planung zur Errichtung einer Klärschlammverwertungsanlage am Standort Rostock	55
<i>Jan Sprafke, Abdallah Nassour, Michael Nelles</i>	
Potenzialbestimmung organischer Abfallströme aus Haushaltungen in Deutschland und Mecklenburg-Vorpommern	63
<i>Tommy Ender, Stepan Kusche, Michael Nelles</i>	
Prozesswässer aus der hydrothormalen Karbonisierung (HTC) von Abfällen.....	75

16. Rostocker Bioenergieforum

Vorwort.....	85
--------------	----

PLENARVORTRÄGE

<i>M. Nelles, E. Angelova, K. Deprie, K. Görsch, I. Hartmann, B. Herklotz, P. Kornatz, V. Lenz, F. Müller-Langer, F. Naegeli de Torres, S. Schaller, S. Narra, N. Rensberg, D. Thrän</i> Smart Bioenergy – Die Rolle der energetischen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen bei der Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft	89
<i>Frank Baur, Patrick Hoffmann, Florian Noll, Bernhard Wern</i> Klimaneutrale Wärmeversorgung der Zukunft – was kann und muss Bioenergie leisten?	131
<i>Franziska Müller-Langer, Arne Gröngröft</i> Biobasierte Kraftstoffe und Kohlenstoffträger als integrierte Bausteine einer klimaneutralen Zukunft.....	141
<i>Martin Maslaton</i> Rechtliche Hemmnisse der nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse und Lösungsansätze	145
<i>M. Galander, D. Uhrlandt, M. Sauer, I. Stottmeister, J. Stukenbrock, Y. Gonzalez, C. Patrunky, R. Brandenburg, R. Hink</i> biogeniV Bündnis Vorstellung – Neue Verfahren und Technologien zur Verwertung biogener Reststoffe im östlichen MV	153
Forum A Biogas	
<i>Katharina Scherzinger, Heinrich Degenhart</i> Gibt es eine Zukunft für landwirtschaftliche Biogasanlagen?	165
<i>Boris Vashev, Anja Engel, Jessica Hudde, Birger Kerckow, Wibke Baumgarten</i> Klimaschutz durch die Vergärung von Wirtschaftsdüngern	173
<i>Isabell Eickhoff</i> Neue Anforderungen aus dem Immissionsschutzrecht für Biogasanlagen ...	181
<i>Andreas Herrmann, Lutz Schiffer, Stefan Thiel, Michael Wolowski, Martin Gräbner</i> Biogas im Kontext der Sektorkopplung.....	189

<i>Eric Mauky, Josephine Hoffmann, Sören Weinrich, Jürgen Pröter</i> Untersuchung des Einflusses der Durchmischung auf die Biogasproduktion	199
<i>Florian Cordes</i> Möglichkeiten der Umstellung von Biogasanlagen in der Größenordnung von 500 kW auf Biomethanerzeugung.....	207
<i>Joshua Güsewell, Ludger Eltrop, Jianing Song, Marc Oliver Schmid</i> Das Triple-A-Verfahren (AmbientAminAbsorption) – Optimierte Gaswäsche für einen skalierbaren, an die Rohgasinfrastruktur angepassten Ausbau der Biomethanproduktion	213
<i>Bettina Frauz, Jochen Blinn, Dirk Banemann, Marc Kurzbuch, Jürgen Lenz</i> Modulation der Viskosität von trockengeschädigtem Mais in Bestandsanlagen	223
<i>Christian Abendroth, Christina Dornack, Sven Nefigmann, Pascal Otto</i> Mikroskopische Helden der Biogasbranche	233
<i>Britt Schumacher, Katja Oehmichen, Harald Wedwitschka, Peter Fischer, Jan Grundmann, Eckhard Schlüter</i> Negative Emissionen durch Torfsubstitut & Biomethan aus der Pappelholzvergärung	243
<i>Thomas Paust</i> Energieautarke Kläranlage schon ab 10.000 EW – PEGA _{KA} -Verfahren – Klärschlamm halbieren, Klärgas verdoppeln	253
<i>Anna Bur, Katja Weiler, Joachim Pertagnol, Bernhard Wern</i> Gärrest als Düngeprodukt – Schließung von Nährstoffkreisläufen als teilweise Refinanzierung von Biogasanlagen?.....	267
<i>Marén Podewski, Lynn Vincent, Anja Schreiber, Uta Breuer</i> Entwicklung eines neuartigen biochemischen Verfahrens zur Schwefel-Separation aus Gasen	277
<i>Sebastian Foth, Jan Klein, Michael Nelles</i> Leistungssteigerung und optimiertes Prozessmanagement bei der (integrierten) Produktion des Afrikanischen Raubwelses (<i>Clarias gariepinus</i>) in Mecklenburg-Vorpommern.....	287

Forum B Biogene Energieträger im Transport- und Mobilitätssektor

Michael Kralemann

Verflüssigung von Biogas als Kraftstoff – Zentrale oder dezentrale
Produktion?291

Chandra Kanth Kosuru, Simon Eiden, Klaus Lucka

Umfassende Analyse der Drop-in-Kompatibilität von E-Fuels
in Hardware-in-the-loop-Methode 297

Fabio Voit, Jocelyn Sobiech, Kristoffer Ooms

Biomassebasiertes Methanol als Kraftstoff einer emissionsarmen
Mobilität? 303

Forum C Nutzung und Anbau diverser Bioenergieträger

Frank Schauff

Zum regulatorischen Rahmen der Nutzung nachhaltiger Holzenergie
in Deutschland und der EU319

Frank Wenzel

Klimaschutz durch Ausschreibung kommunaler Bioabfälle.....331

*Annett Pollex, Sabine Bandemer, Axel Ulbricht, Thomas Zeng,
Kristina Herrmann, Dieter Bräkow*

Vergaserkokseigenschaften – Ergebnisse aus einem Screening
unter Beteiligung von Anlagen aus D, A und CH 337

Sebastian Parzefall, Maendy Fritz

Strategien zum Umbruch der mehrjährigen Energiepflanzen
Durchwachsene Silphie und Sida nach Ablauf der Nutzungsdauer349

Margit Paustian

CO₂-negative Energie- und Pflanzenkohleerzeugung – Möglichkeiten
des Einsatzes von organischen Reststoffen 359

Hendrik Steinort

Transatlantische Energiekooperation im Zeichen der industriellen
Bioökonomie 363

KOOPERATIONSPARTNER375

DIE VERANSTALTER 391

In dieser Reihe bisher erschienen 399

20. DIALOG

Abfallwirtschaft MV

20. DIALOG ABFALLWIRTSCHAFT MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und
Ressourcenwirtschaft

Schirmherr: Dr. Till Backhaus

Minister für Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume und Umwelt
Mecklenburg-Vorpommern

Veranstalter

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio



Mecklenburg-Vorpommern
Ministerium für Klimaschutz,
Landwirtschaft, ländliche
Räume und Umwelt



Vorwort

Im Jahr 2020 konnte der ursprünglich geplante 19. DIALOG Abfallwirtschaft MV wegen der Corona-Pandemie nicht stattfinden, die Tagung wurde auf 2021 verschoben, aber auch im letzten Jahr war leider keine Präsenzveranstaltung möglich und der DIALOG musste wiederum abgesagt werden. Die Organisatoren waren sich einig, dass eine online-Veranstaltung keinen DIALOG ersetzen kann, ist es doch *das Treffen* der „Abfallwirtschaftler“ aus Mecklenburg-Vorpommern.

Nun sind wir uns sicher, dass Sie am 15. Juni 2022 ohne weitgehende Einschränkungen am 20. DIALOG Abfallwirtschaft MV teilnehmen können. COVID 19 macht hoffentlich nicht nur eine Pause.

Auch in diesem Jahr werden wir neue und auch noch immer aktuelle Fragestellungen erörtern. Der Minister für Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume und Umwelt des Landes Mecklenburg-Vorpommern, Dr. Till Backhaus, referiert Grundlegendes zur Abfall- und Kreislaufwirtschaft in Mecklenburg-Vorpommern.

Die Themen Energie und Klimaschutz spielen eine immer wichtiger werdende Rolle, ein Zusammenhang, der seit Februar dieses Jahres noch deutlicher geworden ist.

Das Vermeiden von Abfällen kann Energieeinsparungen und Klimaschutz vereinen. Vermeiden – das ist sicherlich der Bereich der Abfallhierarchie, den wir noch zu wenig beachten.

Die Vergabe von Aufträgen für unterschiedlichste Teile der Abfallbewirtschaftung beeinflusst auch den Energie- und Ressourcenverbrauch.

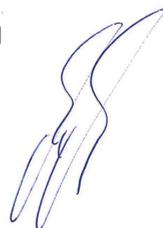
Auch im Verlauf des 20. DIALOGs Abfallwirtschaft MV geht es in den Tagungsbeiträgen immer wieder um Energie, Ressourcen und Klima, und das finanzierbar für den Gebührenzahler.

Herausforderungen – in zwei Vorträgen findet sich der Begriff im Titel. Vielleicht sind es ja die Herausforderungen der Anpassung an sich verändernde Rahmenbedingungen.

Der Umgang mit Klärschlamm ist neu geregelt. Bis Ende 2023 sind wichtige Entscheidungen zu treffen, auch in Mecklenburg-Vorpommern. Immer wichtiger wird die Phosphor-Rückgewinnung werden. In vier Vorträgen geht es um verschiedene Aspekte der thermischen Klärschlammbehandlung. Das gesamte Forum III wird sich diesem Thema widmen und durch eine Podiumsdiskussion ergänzt.

Die Veranstalter freuen sich, Sie wieder an der Universität Rostock begrüßen zu dürfen.

Im Namen der Veranstalter Prof. Dr. Gert Morscheck



Aktivitäten der Hanse- und Universitätsstadt Rostock zur Abfallvermeidung

Abfallsatzung

In der Abfallsatzung der Hanse- und Universitätsstadt Rostock sind im § 2 die kommunalen Regelungen zur Abfallvermeidung formuliert.

Mit dem **Beschluss der Bürgerschaft Nr. 2019/AN/4355 zur Vermeidung von Müll und Einweg-Plastik im öffentlichen Raum vom 06.03.2019** wird die Zielsetzung des § 2 Abs. 2 noch einmal gestärkt und konkretisiert.

Durch diesen Beschluss wurde der Oberbürgermeister beauftragt, stärker auf die Vermeidung von Müll und Einwegplastik im öffentlichen Raum, bei öffentlichen Veranstaltungen und in Liegenschaften in Verwaltung der Universitäts- und Hansestadt Rostock hinzuwirken, sowie den § 2 der Abfallsatzung konsequent durchzusetzen.

Im § 2 Abs. 2 der Rostocker Abfallsatzung wird ausdrücklich auf die Vorbildwirkung der städtischen Einrichtungen und Betriebe bei der Reduzierung von Veranstaltungsabfällen und den Vorrang von Mehrwegsystemen vor Einweggetränkebechern und -geschirr hingewiesen.

Da ein Verstoß gegen die Regelungen des § 2 Abs. 2 der Abfallsatzung aufgrund der fehlenden übergeordneten Rechtsgrundlage keinen Ordnungswidrigkeitsstatbestand erfüllt, kann die Umsetzung des genannten Bürgerschaftsbeschlusses nur durch privatrechtliche Regelungen zwischen flächen-objektverwaltenden Ämtern, öffentlichen Einrichtungen und den Veranstaltern von Großveranstaltungen, sowie den Pächtern im öffentlichen Eigentum befindlichen Objekten durchgesetzt werden.

Kommunale Praxisbeispiele in der Hanse- und Universitätsstadt Rostock zur Vermeidung und Reduzierung von Plastikmüll

Durch die gemeinsame Arbeit von Verwaltung und Veranstaltern konnte in den letzten Jahren gesichert werden, dass bei fast allen Großveranstaltungen in Rostock der Vorrang von Mehrwegsystemen vor der Verwendung von Einweggetränkebechern durchgesetzt wurde.

Im Bürgerschaftsbeschluss Nr. 4355 im Absatz 2 ist formuliert, dass Antragsteller künftig vorab die notwendigen Voraussetzungen zur Einhaltung der

Satzung nachzuweisen haben. Erfolgt dies nicht, darf keine Nutzungsgenehmigung erteilt werden.

Die Großmarkt Rostock GmbH hat als größter Rostocker Veranstalter und Marktbetreiber ein eigenes Mehrwegsystem für Getränke seit Pfingsten 2018 auf allen eigenen Veranstaltungen eingeführt. Auf dem Weihnachtsmarkt in Rostock werden keine Plastiktüten mehr für den Verkauf in den Verkaufsbuden verwendet.

Bereits seit 2017 bietet die Großmarkt Rostock GmbH als Veranstalter den Händlern mit einem Logo bedruckte Papiertüten an. Seit 2018 ist Papier statt Plastik bei den Tüten für die Weihnachtsmarkteinkäufe weitgehend Pflicht. Auf dem Warnemünder Weihnachtsmarkt werden seit Dezember 2018 Getränke nur noch in Pfandtassen verkauft. Im Jahr 2019 wurde auf der Hanse Sail Rostock ein Getränke-Mehrwegsystem etabliert und in Zukunft weitergenutzt.

Die inRostock GmbH betreibt u.a. die Stadthalle Rostock. Im Cateringbereich wird seit der Neueröffnung 2018 bei den Veranstaltungen Mehrweggeschirr eingesetzt.

Der überwiegend in Rostock-Warnemünde tätige zweitgrößte Rostocker Veranstalter KVS GmbH hat ab dem Jahr 2019 seine privatrechtlichen Verträge auf die ausschließliche Verwendung von Mehrweg-Getränkebechern und den Einsatz von biologisch abbaubarem Geschirr umgestellt. Viele Rostocker Ämter und Einrichtungen im städtischen Besitz haben ihre privatrechtlichen Verträge bei der Durchführung von Veranstaltungen und ihre eigene Logistik bei der Ausgabe von Lebensmitteln an die Bestimmungen der Abfallsatzung angepasst.

Projekt „Nachfüllen statt Wegwerfen“ – mein Becher gehört zu mir –

Mit dieser Aktion sensibilisiert die Stadtverwaltung seit 2017 für die Thematik Abfallvermeidung. In einer Auflage von bisher 4.000 Stück hat die Stadt einen Rostocker Mehrwegbecher produzieren lassen. Einige Exemplare wurden 2017 symbolisch an Bäckereien zur kostenfreien Weitergabe an Kunden verteilt. Das zur Aktion gehörende Faltblatt „Mein Becher gehört zu mir“ informiert über die Thematik und zeigt Handlungsempfehlungen auf. Das Projekt wurde im Rahmen verschiedener Veranstaltungen seit 2018 fortgeführt (ROBAU Messe 2017, Tag der offenen Tür im Rathaus 2019, Picknick im Grünen 2019 ...) Eine Schulkantine wurde mit Mehrwegbechern ausgestattet, ebenso der Rostocker Segelverein RSC 92. Die Rostocker Straßenbahn-AG hat von der Stadtverwaltung 100 Rostocker Mehrwegbecher für die Fahrer von Bussen und Straßenbahnen erhalten. Die Stadtentsorgung Rostock GmbH wurde mit Mehrwegbechern ausgestattet.

Projekt #WIRFUERBIO – Gemeinsam gegen Plastik in der Biotonne

Abfallwirtschaftsbetriebe aus ganz Deutschland – darunter auch die Stadtentsorgung Rostock gemeinsam mit der Hanse- und Universitätsstadt Rostock – haben sich vereinigt und eine große Informations- und Aufklärungskampagne auf den Weg gebracht, um vor allem Plastiktüten und sog. „kompostierbare Plastiktüten“, in den Biotonnen zu vermeiden.

Seit 2018 umgesetzte Maßnahmen:

- City Light Plakat-Kampagnen im Stadtgebiet von Rostock
- #wirfuerbio-Papiertüten, 100.000 Stück mit individueller Kennzeichnung, Einsatz auf Rostocker Wochenmärkten der Rostock Großmarkt GmbH
- Verteilung von Vorsortiergefäßen mit individueller Kennzeichnung bei Anmeldung einer Biotonne und bei Veranstaltungen (z.B. Tag der offenen Tür im Rathaus)
- Präsentation der Kampagne zum Klimaaktionstag 2019
- Informationen im Internet, Presse- und Medienarbeit

Faltblatt „Zu schade für den Müll“

Weitergeben statt Wegwerfen ist eine gute Möglichkeit, um Abfälle zu vermeiden. Seit dem Jahr 2008 gibt die Stadtverwaltung bereits das Faltblatt heraus. Einerseits werden hiermit die Einwohnerinnen und Einwohner über die vielfältigen Angebote in Rostock informiert. Gleichzeitig unterstützt die Stadtverwaltung mit der Zusammenstellung der Informationen und der Finanzierung des Faltblattes die Bewerbung der Angebote gemeinnütziger Vereine beim Betreiben von Möbelbörsen, Sozialkaufhäusern, Umsonstläden, Reparaturcafes ...

Umweltkampagne „Kein Plastik bei die Fische“

Viel Plastikmüll landet in den Meeren. Dort kann er zu einer Gefahr für Tiere und Umwelt werden. Die Strände von Warnemünde, Diedrichshagen, Markgrafenehe und Hohe Düne bieten Besuchern beste Bedingungen zum Sonnenbaden, Sport treiben ... sowie eine hervorragende Wasserqualität. Um den Gästen jeden Tag diesen sauberen Strand zur Verfügung zu stellen, wird er regelmäßig gereinigt. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass sich der Hauptanteil des täglich anfallenden Mülls am Strand aus Plastikrückständen zusammensetzt. Daher engagieren sich das Amt für Umwelt- und Klimaschutz und die Tourismuszentrale Rostock & Warnemünde zusammen mit weiteren wichtigen Umweltpartnern verstärkt für die Entwicklung nachhaltiger Strategien zur Vermeidung von Abfällen am Strand und zur Reduzierung von Meeresmüll. Unter dem Dach „Kein Plastik bei die Fische“ werden Gäste und Einwohner über verschiedene Umweltaktivitäten für einen schonenden Umgang mit der Natur sensibilisiert.

Einsatz von sog. biologisch hergestelltem und abbaubarem Geschirr in der Strandbewirtschaftung

Die Vermeidung von Abfällen steht in der Hierarchie des Kreislaufwirtschaftsgesetzes an erster Stelle. Gegenwärtig sind am Strand in der Urlaubsregion Rostock-Warnemünde jedoch noch keine Wasser- und Abwasseranschlüsse verlegt, da aus Gründen des Hochwasserschutzes im Winter alle Aufbauten am Strand zurückgebaut werden müssen. Mehrweggeschirr und Besteck wären nur mit erheblichem Mehraufwand in der Strandversorgung einsetzbar. Darum sind Übergangslösungen entwickelt worden. Auf fossiles Plastikmaterial, Hauptbestandteil der Meeres-Vermüllung, wird seit 2018 verzichtet. Alle Strandgastronomen ersetzen Plastikartikel mit dem aus Maisstärke, Palmblättern, Zuckerrohr, Holz und Karton bestehenden Einmal-Geschirr. Im jährlich herausgegebenen Faltblatt „Ordnung und Sauberkeit in der Urlaubsregion Warnemünde“ wird darüber informiert.

Die Stadtverwaltung hat einen Forschungsversuch zur Biologische Abbaubarkeit von Einweggeschirr aus Plastik und deren „Bio“-Alternativen (Einweggeschirr aus Zuckerrohr, Holz, Pappe, Palmblättern) angeregt. In Zusammenarbeit mit dem Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde und der Universität Rostock erfolgten in einem einjährigen Versuch von April 2019 bis Mai 2020 Experimente im Warnow-Ästuar beispielsweise zu folgenden Schwerpunkten:

- Wie verhalten sich Plastik und deren „Bio“-Alternativen in der lokalen Meeresumwelt?
- Wie lange benötigen die verschiedenen Materialien in ihrem Zersetzungs- bzw. Abbauprozess unter Realbedingungen?
- Beeinflussen die Parameter Salzgehalt, Temperatur, pH-Wert und Wellenschlag den Zersetzungs- bzw. Abbauprozess?

Im Zeitraum Juli 2021 bis Januar 2022 erfolgte ein weiteres Experiment zur Abbaubarkeit von Einweggeschirr aus Plastik und dessen „Bio“-Alternativen (Einweggeschirr aus Zuckerrohr, Holz, Pappe, Palmblättern) in der Kompostierung als Endziel der Entsorgung. Auch hier erfolgte eine Kooperation mit dem Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde und mit dem Kompostwerk der Stadtentsorgung Rostock GmbH.

Initiative Plastikfreie Stadt

Die Rostocker Bürgerschaft hat den Oberbürgermeister mit Beschluss vom 06.03.2019 beauftragt, noch stärker auf die Vermeidung von Müll und Einwegplastik im öffentlichen Raum, bei öffentlichen Veranstaltungen und in städtischen Liegenschaften hinzuwirken.

Sechs Rostocker Pionierunternehmen und der Verein fint – Gemeinsam Wandel gestalten – sind 2019 angetreten, um den eigenen Einwegplastikverbrauch spürbar zu reduzieren und durch ihre Vorbildwirkung weitere engagierte Unternehmen als Mitstreiter zu begeistern. Sie gründeten in Rostock die Unternehmensinitiative „Plastikfreie Stadt“. Leitlinien und Konzepte wurden erarbeitet, um den unbedachten Verbrauch von Einweg-Plastik im unternehmerischen Alltag zu vermeiden. Die Initiative wird bis 2024 im Auftrag der Stadt ein Pfandbechersystem für Coffee-to-go-Mehrwegbecher gemeinsam mit Rostocker Unternehmen aufbauen.

Finanzielle Unterstützung der Stadtverwaltung

Der Verein fint e.V. hat das Projekt „Plastikfreies Rostock“ initiiert. Im Rahmen dieses Projektes soll u.a. ab 2020 ein flächendeckendes stadtweites Recup-Pfandbecher-System in Rostock eingeführt werden. Eine City Light Kampagne zur Plastikfreien Stadt hat vom 28.08. bis 8.09.2020 in Rostock für die Thematik sensibilisiert. Sie ist gemeinsam mit dem Verein Fint vorbereitet worden. Die Finanzierung hat die Stadtverwaltung übernommen. Durch die gemeinsame, begleitende Pressearbeit konnten viele Informationen zur Thematik vermittelt werden. Das Herzstück der Kampagne ist die Einführung von Pfandbechern bei Rostocker Unternehmen. Die Bezuschussung von Unternehmensfilialen durch Plastikfreie Stadt erfolgt im Rahmen der finanziellen Förderung durch die Stadtverwaltung. Drei verschiedene Pfandsysteme wurden geprüft und sind für den Einsatz in Unternehmen möglich.

Im Jahr 2020 erfolgte die Gründung eines Lenkungskreises mit folgenden Mitgliedern:

- Hanse- und Universitätsstadt Rostock
- IHK zu Rostock
- Handwerkskammer Ostmecklenburg Vorpommern
- Tourismuszentrale Rostock und Warnemünde
- Verbraucherzentrale MV
- Initiative Plastikfreie Stadt

Projektbausteine der Kampagne #MehrwegfürRostock

1. Einführung von Pfandbechern bei Rostocker Unternehmen
2. Pilotprojekt Warnowpark: Pfandautomatenrückgabe von Pfandbechern
(eingeführt im September 2021 im dortigen Edeka Markt als Vorbild für Rostocker Einkaufszentren)
3. Pilotprojekt zur Ausleihe von Vereins-Pfandbechern
Infos unter: www.mehrwegfuerdeinestadt.org

Die Stadtverwaltung leistet für die Umsetzung des Projektes, aufgrund des Bürgerschaftsbeschlusses zur Vermeidung von Müll und Einweg-Plastik im

öffentlichen Raum, von 2020 bis 2024 finanzielle Unterstützung im Rahmen einer Projektförderung für die Initiative Plastikfreie Stadt.

- 2020: 8.900 Euro zzgl. der Kosten für eine City Light Plakat Aktion zum Thema: „Geht auch ohne“ in Höhe von 2.160 Euro.
- 2021: 30.000 Euro
- 2022: 30.000 Euro zzgl. der Kosten für eine City Light Plakat Aktion zum Thema „Mehrweg ist Standard“ in Höhe von 1.000 Euro
- 2023: geplant 30.000 Euro
- 2024: geplant 30.000 Euro

Die Stadtverwaltung begleitet alle Aktivitäten und Projekte im Rahmen ihrer Möglichkeiten durch Abfallberatung und Öffentlichkeitsarbeit (Presse, Internet, Druckerzeugnisse ...).

Weiterhin leistet die Stadtverwaltung auf Antrag und ebenfalls im Rahmen ihrer Möglichkeiten finanzielle Unterstützung für weitere Vereine bei der Durchführung von Umwelt- und Umweltbildungsprojekten zur Abfallvermeidung in Rostock.

Ausgewählte Beispiele:

Der Förderverein Jugendschiff Likedeeler e.V. erhielt im Jahr 2019 für das Projekt „Feiern ohne Plastikmüll – unser sauberes Warnowufer“ 700 Euro für die Anschaffung von Mehrweggeschirr. Der Verein hat sich insbesondere der maritimen Kinder und Jugendarbeit verschrieben.

Der NABU Mittleres Mecklenburg e.V. erhielt 2019 für das Projekt „Mülldetektive – dem Abfall auf der Spur“ 960 Euro.

Die BUND e.V. Ortsgruppe Rostock erhielt für das Projekt „Kein Plastik an den Strand“ 11.500 Euro im Zeitraum von 2019 bis 2020. Für ein weiteres Projekt des BUND „Kein Plastik in die Stadt“ wurden von 2021 bis 2022 Kosten in Höhe von 14.400 Euro von der Stadtverwaltung übernommen.

Bürgerschaftsbeschluss 2020/AN/1465 zur Reduzierung der Lebensmittelverschwendung in Rostock vom 21.10.2020

Mit einer City-Light-Plakat-Aktion vom 5. bis 12. April 2022, hat das Amt für Umwelt- und Klimaschutz gemeinsam mit dem Unternehmen Too Good To Go für die Thematik der Lebensmittelverschwendung sensibilisiert. Es erfolgte eine gemeinsame Pressearbeit und Kosten in Höhe von 1.730 Euro wurden von der Stadtverwaltung übernommen. Zielgruppe waren die privaten Haushalte.

Bürgerschaftsbeschluss 2021/AN/2261 zum Aufbau von Bücherbäumen/ Büchersäulen vom 29.09.2021

Das Amt für Umwelt- und Klimaschutz hat bereits im Jahr 2021 gemeinsam mit dem zuständigen Entsorger, der Stadtentsorgung Rostock GmbH, die Planungen begonnen, alte Großcontainer für die kostenfreie Sammlung und den Tausch von gebrauchter Literatur aus Privathaushalten anzuschaffen und umzurüsten. Die Kosten trägt die Stadtverwaltung. Die Aufstellung soll voraussichtlich 2022/2023 auf den Recyclinghöfen erfolgen.

Ein neues Rück-Konsum-Zentrum wird 2023 in Betrieb genommen

Auf dem zurzeit neu entstehenden Recyclinghof mit Standort Hainbuchenweg Rostock-Toitenwinkel wird ein modernes Rück-Konsum-Zentrum in Form einer REUSE-Halle entstehen. Hier plant die Stadtverwaltung gemeinsam mit dem Betreiber, der Stadtentsorgung Rostock GmbH, die Etablierung der Annahme von gut erhaltenen und funktionstüchtigen Möbeln, Haushaltsgegenständen, Fahrrädern, Elektrogeräten usw. ähnlich einem Sozialkaufhaus. Für das Betreiben der REUSE-Halle soll ein sozialer Träger der Stadt gewonnen werden. Kleinere Reparaturen können vor Ort ausgeführt werden und die Waren werden dann wieder den Bürgerinnen und Bürgern zum Kauf angeboten. Es werden derzeit die Fördermöglichkeiten für dieses Projekt geprüft. Die Eröffnung ist für 2023 geplant.

Mein Dank gilt an dieser Stelle der Stadtgesellschaft für ihr hohes bürgerschaftliches Engagement bei der Umsetzung aller Vorhaben und Projekte zur Abfallvermeidung.

Kontakt

Dr. Dagmar Koziolk, Amtsleiterin

Hanse- und Universitätsstadt Rostock, Amt für Umwelt- und Klimaschutz

Holbeinplatz 14, 18069 Rostock

☎ +49 (0)381.381-7300 | ✉ Dagmar.Koziolk@rostock.de

Klimaschutz durch Entsorgungsvergaben

Zusammenfassung: *Ausdrückliche Regelungen zum Klimaschutz fanden sich bislang kaum im deutschen Vergaberecht, allerdings eine Reihe von umweltrechtlichen Regelungen, die zu einem Gutteil selbst klimaschutzrelevant sind. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie Klimaschutz durch die Ausschreibung kommunaler Bioabfälle ins Werk gesetzt werden kann. Klimaschutz kann dabei auf folgenden Ebenen des Vergaberechts realisiert werden: beim Beschaffungsbedarf, bei der fachlichen Eignung, der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen, den Zuschlagskriterien und der Ausgestaltung des Verfahrens. Dabei wird u.a. die Frage beleuchtet, inwieweit aus dem Klimaschutzgesetz vergaberechtliche Vorgaben abzuleiten sind und welche Anforderungen an Fahrzeugausschreibungen aus der deutschen Umsetzung der Clean Vehicle Directive – dem Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzeugBeschG) – folgen. Zusammenfassend enthält das deutsche Vergaberecht noch relativ wenige verpflichtende Regelungen zum Klimaschutz. Zugleich besteht aber ein weitreichender Gestaltungsspielraum auf freiwilliger Basis. Bejaht man die Dringlichkeit des Klimaschutzes, dann können Entsorgungsvergaben im Allgemeinen einen wichtigen Beitrag hierzu leisten. Dabei kann insbesondere bei der Bioabfallentsorgung eine Priorität entsprechender Ausschreibungen gesetzt werden.*

1 Rahmenbedingungen

Die Abfallwirtschaft ist einer der sieben Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG), in einer Gesamtbetrachtung ist die Abfallwirtschaft allerdings faktisch auch in den übrigen sechs Sektoren Energiewirtschaft (z.B. MVA), Industrie (z.B. Sekundärrohstoffe), Gebäude (z.B. Verwaltungsgebäude), Verkehr (z.B. Entsorgungsfahrzeuge) und Landwirtschaft (z.B. Kompost) zu verorten. Ähnlich verhält es sich beim Thema Klimaschutz durch Entsorgungsvergaben, versteht man die Entsorgungsvergabe als eine solche Vergabe, die sämtliche für den Betrieb der Abfallwirtschaft notwendigen Ausschreibungen mitumfasst.

In ihrem Kernbereich – der eigentlichen Entsorgung – hat die Abfallwirtschaft bereits einen beachtlichen Beitrag zur Gesamtentlastung Deutschlands beigetragen. Der Hauptanteil entfällt insoweit auf die klimarelevante Beendigung der Ablagerung unbehandelter Siedlungsabfälle seit 2005.

Aber auch nach dem infolge des BVerfG-Beschlusses angepassten Klimaschutzgesetz ist nicht nur insgesamt, sondern auch für die Abfallwirtschaft ein weiter Weg zur Klimaneutralität zu beschreiten, die nunmehr 2045 durch eine kontinuierliche Absenkung der jährlichen CO₂-Mengen erreicht werden soll. Dabei müsste rechnerisch für eine Erreichung der Reduktionsziele bis 2030 die Abfallwirtschaft, die ca. 7,6 % der Emissionen im Energiesektor verursacht, ca.

20 Mio. t CO₂-Äquivalente bereits um ca. 60 % absenken (vgl. BT-Drs. 19/18606, S. 9 ff. mit Berechnungen auf der Basis von 2018). Dies gelingt mutmaßlich nur durch eine deutliche Ausweitung des (stofflichen) Recyclings.

Das KSG enthält darüber hinaus in § 13 Abs. 1 Satz 1 ein „Berücksichtigungsgebot“, demnach „die Träger öffentlicher Aufgaben bei ihren Planungen und Entscheidungen den Zweck dieses Gesetzes und die zu seiner Erfüllung festgelegten Ziele zu berücksichtigen“ haben. Ferner finden sich in Satz 3 sowie in den Absätzen 2 und 3 der Vorschrift ausdrückliche Vergabe-Vorschriften, die jedoch allein für den Bund gelten. Ebenso erwähnt sei die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Beschaffung klimafreundlicher Leistungen (AVV Klima), die die Bundesregierung am 15.09.2021 beschlossen hat und zum 01.01.2022 in Kraft trat, jedoch entsprechend nur für Beschaffungen des Bundes gilt und damit für öRE und kommunale Entsorger ohne rechtliche Bindungswirkung ist.

Insbesondere wegen des Wortlautes („Beschaffung auf Bundesebene“) und der in § 13 Abs. 1 Satz 2 KSG aufgenommenen Klarstellung zu den Kompetenzen bleibt fraglich, ob das KSG darüber hinaus unmittelbaren Einfluss auf das Vergaberecht im Übrigen hat. Entsprechendes dürfte für die Beantwortung der Frage gelten, ob aus dem Klimaschutz-Beschluss des BVerfG vom 24.03.2021 (1 BvR 2656/18) unmittelbare Verpflichtungen auch für das Vergaberecht im Allgemeinen und die Ausschreibung kommunaler Bioabfälle im Besonderen abzuleiten sind, da es – anders als das KSG – nicht die übergeordneten Reduktionsziele selbst bestimmt, sondern lediglich ein mögliches Mittel zur Erreichung von Klimaschutzziele – durch die öffentliche Beschaffung und Auftragsvergabe – reguliert.

Im Folgenden soll praxisnah aufgezeigt werden, wie gleichwohl kommunale Entsorger im Rahmen ihrer Ausschreibung von Bioabfällen Beiträge zum Klimaschutz leisten können.

Im Fokus steht dabei das Vergaberecht der sog. „Oberschwellen“-Vergaben, also derjenigen, die einen Auftragswert von 215.000 Euro (Dienstleistungen) bzw. 5,382 Mio. Euro (Bauvergaben) übersteigen und daher Gegenstand des europäisch geprägten Vergaberechts sind.

Für die sog. „Unterschwellen“-Vergaben sind im Wesentlichen Landesregelungen von Bedeutung. Hier bestehen erhebliche Unterschiede, z.T. mit ausdrücklichen Verpflichtungen zur Berücksichtigung ökologischer Kriterien bei Vergaben und ausführlichen Verwaltungsvorschriften zur Umsetzung, aber auch mit zurückhaltenderen Regelungen, die eine solche Berücksichtigung lediglich für gewünscht oder erlaubt halten.

Klimaschutz kann dabei auf folgenden Ebenen des Vergaberechts realisiert werden: beim Beschaffungsbedarf (2.), bei der fachlichen Eignung (3.), der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen (4.), den Zuschlagskriterien (5.) und der Ausgestaltung des Verfahrens (6.)

2 Beschaffungsbedarf

Am klimafreundlichsten ist regelmäßig die Beschaffung, die gar nicht erst getätigt wird. Durchaus ein Beitrag zum Klimaschutz liegt also vergaberechtlich in der Beantwortung der Frage nach dem Beschaffungsbedarf, also ob es tatsächlich überhaupt der Beschaffung in der kommunalen (oder privaten) Entsorgungswirtschaft, z.B. zusätzlicher (ressourcenintensiver) Fahrzeuge oder sonstiger Betriebsmittel bedarf.

Muss ein Beschaffungsbedarf bejaht werden, lassen sich Beschaffungen möglicherweise dadurch reduzieren, dass Leistungsgegenstände z.B. im Wege gemeinsamer Beschaffung bzw. interkommunaler Kooperation geteilt und die Nutzungen wirtschaftlich optimiert werden.

Bei der Produktion der beschafften Mittel bzw. zur Leistungserbringung notwendiger Betriebsmittel kommt die unmittelbare klimaschutzrelevante Lenkungswirkung des Abfall- und Vergaberechts allerdings an ihre Grenzen. Hier wird künftig das Stoffrecht eine noch größere Bedeutung erlangen, damit Produkte möglichst klimaschonend hergestellt werden bzw. aus entsprechenden Materialien bestehen.

Mit dem Ziel der CO₂-armen Herstellung von Produkten kann die Abfallwirtschaft andererseits für die angestrebte „circular economy“ durch die Bereitstellung von Sekundärrohstoffen einen eigenen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Mit der Reduktion bzw. Substitution primärer Rohstoffe lassen sich nicht nur bis zu 50 % der fossilen CO₂-Emissionen einsparen, sondern auch Flächenverbrauch und Abhängigkeiten von Rohstoffimporten reduzieren; Letzteres hat durch den Ukraine-Krieg noch einmal an Bedeutung gewonnen.

3 Fachliche Eignung der Bieter

Alle Vergaberegime gestatten es, die Anforderungen an die fachlichen Fähigkeiten der Bieter auch nach Umweltstandards zu definieren, so z.B. nach § 46 VgV in Form von Studien- und Ausbildungsnachweisen oder durch die Angabe der Umweltmanagementmaßnahmen des Bieters. Die Eignungsanforderungen korrespondieren dabei mit dem Auftragsgegenstand. Je stärker in der Leistungsbeschreibung und den Vertragsbedingungen der Klimaschutz im Fokus steht, umso leichter lässt es sich rechtfertigen, dafür auch konkrete Qualifikationen oder Referenzen der Bieter zu fordern. Entsprechend liegt keine ungerechtfertigte Diskriminierung, sondern eine zulässige Bevorzugung betr. Unternehmen vor. Die Anforderungen an die fachliche Eignung können dabei entweder

als Mindestanforderung formuliert werden oder dienen als Instrument, mit dem Bieter Zusatzpunkte sammeln können (sog. „Mehr an Eignung“), was allerdings nicht bei sämtlichen Vergabeverfahren zulässig ist.

4 Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen

Da die Langlebigkeit von Produkten die Notwendigkeit ihrer Neubeschaffung (und damit den neuerlichen Ressourcenverbrauch) hinausschiebt, sind entsprechende Qualitätsanforderungen im Rahmen der Leistungsbeschreibung ebenfalls klimarelevant. Entsprechendes gilt für die Reparaturfähigkeit der Produkte bzw. Betriebsmittel.

Für die beschafften Produkte selbst ist bei ihrer Erzeugung der Energie- und Ressourcenverbrauch unter Klimaschutzaspekten wichtig. Dem öffentlichen Auftraggeber steht es hier im Rahmen der Leistungsbeschreibung bzw. -anforderungen frei, entsprechende Vorgaben zu formulieren. Der Einsatz von ressourcenschonenden Recyclingstoffen – ihrerseits Produkt einer gelungenen Kreislaufwirtschaft – ist in einigen Bereichen bereits eine seit langem geübte Praxis (z.B. Recyclingpapier).

Zwei wichtige Begrenzungen sind auftraggeberseitig gleichwohl zu beachten: der Transparenzgrundsatz und die Produktneutralität. Transparenz bedeutet vergaberechtlich, dass für die Bieter klar, verständlich und nachprüfbar sein muss, welche Anforderungen an die Produkte bzw. Leistungen gestellt werden. Dabei sind für den Klimaschutz ggf. auch Anforderungen an Prüfzeichen, Umwelt- oder energetische Eigenschaften zu berücksichtigen (vgl. z.B. §§ 34, 67 VgV). Der Grundsatz der Produktneutralität verbietet es, ein bestimmtes Produkt bzw. eine bestimmte Produktions- oder Arbeitsweise vorzuschreiben. Deren Auswahl soll den Bietern überlassen sein, andernfalls liegt regelmäßig ein Vergabeverstöß vor.

Eine gewisse „Produktprivilegierung“ schreibt mittlerweile § 45 Abs. 2 KrWG vor, der den Bund und nachgeordnete Stellen verpflichtet, ökologisch nachhaltigen Produkten und Leistungen den Vorzug zu geben – allerdings unter mehreren Vorbehalten, so dass die Praxisrelevanz der Neuregelung abzuwarten bleibt.

Darüber hinaus gibt es die – je nach Landesrecht z.T. sogar ausdrücklich verpflichtende – Vorgabe zum Ausschluss bestimmter umwelt- bzw. klimaschädlicher Produkte (vgl. z.B. die Ausführungen in der VwVBU Berlin).

Eine Sonderregelung findet sich sodann im Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzeugBeschG) vom 09.06.2021, mit dem die Clean Vehicle Directive der EU in deutsches Recht umgesetzt worden ist. Dieses verpflichtet öffentliche Auftraggeber bei der Beschaffung bestimmter Straßenfahrzeuge und Dienstleistungen im Oberschwellenbereich. Für den Bereich der Entsorgung gilt es sowohl für die Beschaffung von Entsorgungsfahrzeugen

als auch für Entsorgungsdienstleistungen, hier allerdings ausdrücklich für die „Abholung von Siedlungsabfällen“. Dies bedeutet, dass zwar die Sammlungsleistung erfasst ist, nicht aber die Transportleistung im Rahmen der weiteren Entsorgung. Eine Umsetzung der Vorgaben erfolgt dann durch entsprechende Vorgaben in der Leistungsbeschreibung oder in den Zuschlagskriterien.

5 Ausgestaltung der Zuschlagskriterien

Alle Vergaberegime regeln, dass das „wirtschaftlichste“ Angebot den Zuschlag erhalten soll, wobei dieses nicht unbedingt das „billigste“ sein muss (vgl. z.B. § 58 VgV). Umweltbezogene Wertungskriterien sind dabei bereits seit Langem rechtlich grundsätzlich zulässig. In der Praxis fällt ihre Anwendung allerdings regelmäßig einer ausschließlichen Beschränkung auf den Preis zum Opfer.

Wenn man ökologische bzw. klimaschutzrelevante Kriterien in der Wertung berücksichtigen möchte, dann müssen diese nach dem auch hier geltenden Transparenzgrundsatz benannt und den Bietern auch mitgeteilt werden, wie man sie – insbesondere im Verhältnis zum Preis – berücksichtigt. Dies geschieht durch eine entsprechende Zuschlagsmatrix.

Selbst bei einer ausschließlichen Beschränkung auf den Preis ist eine Berücksichtigung von Klimaaspekten möglich – und schon aus rein wirtschaftlichen Erwägungen häufig vorteilhaft: Der seit Längerem im Vergaberecht verankerte Ansatz der Lebenszykluskosten (vgl. §§ 31, 59, 67 VgV) nimmt zum Beispiel auch weitere Kosten von Entsorgungsfahrzeugen oder sonstigen Geräten oder Anlagen in den Blick.

Aber auch weitere Wertungskriterien – z.B. die Hochwertigkeit der Verwertung – können durch eine entsprechende Matrix Berücksichtigung finden.

Für die Zukunft stellt sich die Frage, ob die Berücksichtigung von klimarelevanten Wertungskriterien nicht nur möglich, sondern sogar (zwingend) geboten sein muss. Hierfür fehlt es – wie eingangs ausgeführt – bislang an einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage, die bislang auch die Auswahl der Wertungskriterien grundsätzlich in das freie Organisationsermessen des öffentlichen Auftraggebers stellt. Wie der Klimaschutz-Beschluss des BVerfG aufgezeigt hat, kann aber auch einfaches Recht unter verfassungsrechtlichen Aspekten unzureichend und damit unwirksam sein. Anders als das Klimaschutzgesetz ist das (sich in mehrere Gesetze und Verordnung aufspaltende) Vergaberecht allerdings nicht mit dem Hauptfokus des Klimaschutzes, sondern der rechtmäßigen Vergabe.

6 Ausgestaltung des Verfahrens

Das Vergaberecht regelt unterschiedliche Verfahrensarten (öffentliche Ausschreibung, beschränkte Ausschreibung, Verhandlungsvergabe u.a.). Für die jew. Verfahrensarten gelten unterschiedliche Anforderungen, im Übrigen bestehen jedoch relativ große Gestaltungsspielräume. Diese lassen sich insbesondere für die Einschaltung fachkundiger Dritter, aber auch für die einzelnen Verfahrensschritte nutzbar machen. Dabei kann von den Bietern sowohl für ihr schriftliches Angebot als auch ggf. für die mündliche Vorstellung ihres Projekts die Vorgabe gemacht werden, auf klimaschutzrelevante Aspekte näher einzugehen (z.B. durch Vorlage Konzept, wie die Erreichung von Klimaschutzzielen bei der Leistungserbringung optimiert werden kann). Für die Ausgestaltung des Verfahrens bedeutet die Aufnahme von Klimaschutzaspekten aber auch, dass die Verfahren inhaltlich und zeitlich umfangreicher werden, so dass sich eine entsprechend frühere Einleitung eines Verfahrens (d.h. eher mehr als 12 Monate vor Leistungsbeginn) empfiehlt. Mit Blick auf die aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen infolge der Pandemie und des Ukraine-Krieges und die einhergehenden längeren Lieferzeiten für Beschaffungsgegenstände bzw. die zur Entsorgungsdienstleistung notwendigen Betriebsmittel (wie insbesondere Fahrzeuge) ist eine noch zeitigere Ingangsetzung von Vergabeverfahren angezeigt.

Da die Umsetzung des Klimaschutzes zugleich drängt, stellt sich die Frage der Privilegierung bzw. Beschleunigung von diesbezüglichen Verfahren. Bislang gibt es hierzu keine ausdrückliche Regelung zugunsten des Klimaschutzes, so dass entsprechende Kürzungen von Fristen oder Beschränkung von Bietern nur nach Maßgabe der allgemeinen Regelungen gerechtfertigt sind. Das hindert aber nicht den öRE bzw. kommunalen Entsorger als öffentlichen Auftraggeber, unter dem Aspekt des Klimaschutzes eine Priorisierung seiner Aufgaben vorzunehmen und zunächst Ausschreibungen von Leistungen anzuschieben, die hier besondere Potenziale bergen. Dies gilt insbesondere für Maßnahmen der Stärkung des Recyclings, der Deponiebelüftung und -entgasung sowie der fahrzeug-, anlage- und sonstigen betriebsmittelbedingten Emissionsminderung – bzw. in der Kategorie der Stoffströme: insbesondere für die Restabfall- und die Bioabfallfraktion!

Kontakt

Dr. Frank Wenzel, Rechtsanwalt, Fachanwalt für Vergaberecht und Partner

[GGSC] Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

☎ +49 (0)30.72610260 | ✉ berlin@ggsc.de | 🌐 www.ggsc.de

Die Herausforderungen durch Verpackungsabfälle

Vor mehr als 30 Jahren, im Jahr 1991, entwickelte der damalige Umweltminister Prof. Dr. Klaus Töpfer ein neues Modell der Entsorgung. Die Verpackungsverordnung von 1991 regelte erstmals eine zweite duale Entsorgungsschiene für die Verpackungen des privaten Verbrauchers neben der öffentlichen Entsorgung durch die Kommunen. Mit dieser Verordnung sollten das damalige Entsorgungsproblem und das Recycling von Verpackungen durch die Wirtschaft selbst gelöst werden. Zu den Hintergründen gehörten insbesondere die knappen Beseitigungskapazitäten der Kommunen.

Was regelte die Verpackungsverordnung beziehungsweise was regelt heute das Verpackungsgesetz? Die Produktverantwortung bzw. die Herstellerverantwortung (i.S.d.G.) und damit einhergehend die Rücknahme und die Verwertung von Verpackungen, die beim privaten Endverbraucher anfallen. Kurz: die kostenfreie Entsorgung der gelben Tonne/des gelben Sackes, der blauen Tonne (in Mitbenutzung) und die kostenfreie Glasentsorgung über das Iglu-System.



Die Verpackungsverordnung musste sich im Laufe der Jahre mehreren Novellierungen unterziehen. Erst im Jahr 1994 wurde die Richtlinie 94/62/IG des europäischen Parlamentes und des europäischen Rates über Verpackungen und Verpackungsabfälle veröffentlicht. Damit galt eine einheitliche Rechtsauffassung für die Entsorgung von Verpackungen in Europa, zudem wurden einheitliche Verwertungsziele festgelegt. Im Zuge der Verpackungsverordnung wurde im Jahr 2003 die Pfandpflicht eingeführt.

Heute, im Jahr 2022, setzen die dualen Systeme und die private Entsorgungswirtschaft seit mehr als drei Jahren das nun geltende Verpackungsgesetz um. Hauptbestandteil des Verpackungsgesetzes ist die Errichtung der Stiftung Zentrale Stelle Verpackungsregister (ZSVR) – beliebige Behörde/Kontrollorgan [§ 26 VerpackG] unter der Rechts- und Fachaufsicht des Umweltbundesamtes.

Nach den herausfordernden Anfängen in den 90er Jahren stehen die private Entsorgungswirtschaft, die dualen Systeme, die Recyclingunternehmen, die Verpackungshersteller heute vor großen neuen Herausforderungen. Die höchste Priorität haben nach wie vor die Vermeidung von Verpackungen und das Wiederverwerten. Darüber hinaus stehen Themen im Fokus wie die steigenden Recyclingquoten, die Recyclingfähigkeit von Verpackungen, Design for Recycling – Mindeststandard recyclinggerechtes Design, der Rezyklateinsatz in Verpackungen, Kunststoffverbote und damit einhergehend das erhöhte Aufkommen an substituierenden, faserbasierten, biobasierten und biologisch abbaubaren Verpackungen.

...Herausforderungen durch Verpackungsabfälle...

Kontakt

Yvonne Wittig, Geschäftsführerin ENTSORGUNG

Veolia Umweltservice Dual GmbH
Henrik-Ibsen-Straße 20a
18106 Rostock

✉ de-ves-info-dual@veolia.com

Aufbau der ersten Vergärungsanlage in Dubai

Mit dem Auftrag zur Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme der größten Biogasanlage ihrer Art auf der arabischen Halbinsel konnte die deutsche mele® Unternehmensgruppe unter herausfordernden Voraussetzungen ihre technologische und ingenieurtechnische Expertise beweisen – und somit für Energielösungen „made in Germany“ werben. Diese Referenzanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 1,3 MW und einer thermischen Nennleistung von 1,4 MW wurde bei dem größten Milchviehbetrieb in Dubai, der Al Rawabi Dairy Company, im Rahmen des dena-Renewable-Energy-Solutions-Programms errichtet.

Täglich verarbeitet die Anlage 150 Tonnen Rindergülle nachhaltig und geruchsneutral zu Biogas. Die Anlage arbeitet mit zwei Vergärungslinien und zwei Blockheizkraftwerken mit einer hohen Redundanz, um maximale Stabilität im Betrieb zu gewährleisten. Besonders herausfordernd waren der hohe Sandanteil in den Substraten sowie die besonderen klimatischen Bedingungen in der Region und die erforderliche Abluftbehandlung am Anlagestandort. Diese Herausforderungen benötigten innovative technologische Lösungen – welche die mele® Biogas GmbH vor Ort umsetzen konnte.

Zusätzlich zur Energieerzeugung kommen durch die Nutzung der Abwärme sowie der Reststoffe weitere Verwertungsmöglichkeiten hinzu. Die Abwärme dient der Dampferzeugung. Vor Ort anfallender Klärschlamm, Futterreste und Reststoffe aus der Milch- und Saftproduktion werden zusammen mit der Milchviehgülle anaerob vergoren. Durch diese Reststoffe werden 10 Tonnen hochwertiger organischer Dünger pro Tag hergestellt.



Abb. 1: Blick auf die Vergärungsanlage in den VAE

In Hinblick auf den Klimaschutz reduziert die Anlage den Bedarf an fossilen Energieträgern erheblich und spart dadurch jährlich ca. 7.000 Tonnen an CO₂-Emissionen ein. Ebenso werden durch die Verarbeitung der biologischen Abfallstoffe Methanemissionen verhindert, die bei ihrer anderweitigen Zersetzung entstehen würden.

Nach einer intensiven Planungsphase konnte im Januar 2020 der erste Spatenstich auf dem Gelände von Al Rawabi durch den damaligen Wirtschaftsminister Mecklenburg-Vorpommerns Harry Glawe erfolgen. Der Bau wurde in enger Zusammenarbeit mit lokalen Geschäftspartnern realisiert, während der Großteil der technischen Komponenten aus Deutschland RES-PROJEKT VEREINIGTE ARABISCHE EMIRATE RES PROJECT UNITED ARAB EMIRATES geliefert wurde. Dank einer umfänglichen Baubegleitung in den letzten Monaten ist es trotz der Pandemie gelungen, die Fertigstellung im Frühjahr 2021 erfolgreich abzuschließen und die Anlage in Betrieb zu nehmen. Die Eröffnung fand im Oktober 2021 im Rahmen der Wasser-, Energie-, Technologie- und Umweltausstellung (WETEX) statt, bei der die hochrangigen Gäste mittels eines Modells sowie einer Livebildübertragung und Fernsteuerung einen guten Einblick in die Funktion der Biogasanlage erhalten konnten.

Die Informationsvermittlung war auch ein Schwerpunkt des dena-RES-Programms. Neben der Vernetzung vor Ort stand auch die Öffentlichkeitsarbeit im Fokus. Dabei wurden Maßnahmen wie Fotodokumentationen und Informationsvideos umgesetzt. Veranschaulicht wurde dies durch Luftbilder mit Drohnen und einer 3D-animierten Darstellung der Anlage. Denn nicht nur der Einsatz von erneuerbaren Energien ist entscheidend, sondern auch die Wissensvermittlung und Akzeptanz in der Breite der Gesellschaft. Diese beiden Ansätze wurden im dena-RES-Projekt VAE umgesetzt.

Anlagedaten

Jahresertrag Biogas: 5,1 Millionen m³

Jahresertrag Strom: 11.896 MWh

Jahresertrag Wärme: 11.046 MWh

Jährliche CO₂-Einsparung: 7.000 Tonnen

Dieses Projekt wird im Zuge des von der Deutschen Energie Agentur (dena) ins Leben gerufenen und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen der „Exportinitiative Energie“ geförderten dena-Renewable-Energy-Solutions-Programms realisiert.

Kontakt

Dr. Markus Piechotka, Business Development Manager

mele Energietechnik GmbH

Eggesiner Str. 9c, 17358 Torgelow

✉ m.piechotka@mele.de

Leif-Alexander Garbe

Alternative Proteine aus neuen Reststoffströmen (Störtebeker Braumanufaktur)

Die Wirtschaft in Mecklenburg-Vorpommern steht vor vielfältigen Herausforderungen. Die Region ist weitgehend ländlich geprägt und dünn besiedelt. Große Industrien findet man hier eher selten. Die Unternehmen sind überwiegend klein und mittelständisch geprägt. Der Strukturwandel ist deutlich zu spüren. Unternehmen und Fachkräfte zieht es zunehmend in die urbanen Zentren. Dennoch sind Landwirtschaft und Ernährungsbranche in Mecklenburg-Vorpommern tief verwurzelt¹.

Speziell in der Lebensmittelproduktion fallen große Mengen an Nebenströmen an, die geeignet verwertet werden sollten. Nicht immer gibt es wirtschaftlich rentable Lösungen. Meist enden die Nebenströme als Tierfutter, in der Biogasanlage oder müssen gar kostenpflichtig entsorgt werden.

Die Lebensmittelbranche beobachtet zudem, dass sich die Bedürfnisse der Kundinnen und Kunden in den letzten Jahren gewandelt haben. Es gibt ein gestiegenes Interesse an gesunder und nachhaltiger Ernährung sowie alternative Ernährungsformen mit weniger tierischen Anteilen und einer größeren Vielfalt. Außerdem wird ein Anstieg der Weltbevölkerung und somit ein steigender Bedarf an Nahrungsmitteln erwartet. Jedoch sind die dafür benötigten Acker- und Nutzflächen limitiert und diese aufgrund von Klimawandel und kriegerischen Konflikten auch nicht dauerhaft nutzbar². Letztlich zeichnet sich auch ein Umdenken in der Bevölkerung und der Landwirtschaft bezüglich der Tierhaltung ab. Dem Tierwohl wird zunehmend Rechnung getragen, wodurch eine Reduktion der zukünftig verfügbaren Mengen an tierischen Lebensmittelprodukten antizipiert werden kann. Aktuell ist die ausreichende oder sogar Über-Versorgung mit Nahrungsmittel-Proteinen der entwickelten Länder gegeben³, die zu erwartende Kombination aus sinkendem Angebot tierischer Proteine mit einem zunehmenden Bedarf erfordert mittelfristig zusätzliche Quellen für proteinreiche Nahrungsmittel⁴.

Das Vorhaben „MaltFungiProtein“ wird sich diesen Herausforderungen stellen und eine kreislauforientierte Wertschöpfungskette aufbauen, die das Ziel verfolgt, den Biertreber der Störtebeker Braumanufaktur nachhaltig zu verwer-

¹ Statistisches Datenblatt 2020 Mecklenburg-Vorpommern: Herausgeber: Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern, Paulshöher Weg 1, 19061 Schwerin

² Bioökonomie als gesellschaftlicher Wandel – Konzept zur Förderung sozial- und wirtschaftswissenschaftlicher Forschung für die Bioökonomie: Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Referat Nachhaltiges Wirtschaften; Bioökonomie, 11055 Berlin, Stand, Februar 2021

³ <https://www.dge.de/presse/pm/high-protein-produkte-sind-ueberfluessig/> (Abgerufen am 19.05.2022)

⁴ Upcycling of food industry side streams by basidiomycetes for production of a vegan protein source: Jenny Ahlborn, Alexander Stephan, Theresa Meckel, Garima Maheshwari, Martin Rühl & Holger Zorn, International Journal of Recycling of Organic Waste in Agriculture, volume 8, pages 447-455 (2019)

ten und für die Humanernährung nutzbar zu machen. Sechs Unternehmen aus Mecklenburg-Vorpommern, die aus ganz unterschiedlichen Branchen stammen – von der Brauerei über Maschinenbauer und IT-Unternehmen bis hin zu Lebensmittelbetrieben wie Die Rostocker oder Lunch Vegaz/Planet V – sind am BMBF geförderten Projekt beteiligt und wollen bis 2025 zusammen mit der ZELT gGmbH aus Neubrandenburg, der Hochschule Neubrandenburg und der Justus-Liebig-Universität Gießen ein innovatives Herstellungsverfahren für die Gewinnung von Pilzproteinen durch die biotechnologische Verwertung des Brauerei-Reststoffstroms Biertreber realisieren.

Wenn Bier gebraut wird, fällt kontinuierlich und in großen Mengen Biertreber an, der bisher als Futtermittel genutzt wird. Aus diesem Biertreber sollen proteinreiche Lebensmittel entstehen, indem der Nebenstrom als Wachstumssubstrat für Pilzkulturen (Basidiomyceten) eingesetzt wird. Dabei handelt es sich um bekannte Speisepilze wie beispielsweise der Kräuterseitling. Die Kultivierung erfolgt in einem mit Wasser befülltem Fermenter und nach der Separation der kultivierten Pilzmyzelien von der Flüssigkeit wird das Myzel aufgearbeitet und ein hochwertiges Pilzprotein extrahiert. Dieses Pilzprotein bildet die Grundlage für die Herstellung veganer und proteinreicher Lebensmittel. Abbildung 1 verdeutlicht den dreistufigen Prozess im Projekt. Im up-stream wird der Treber zu Pilzmycel umgesetzt (Malt2Fungi), im zweiten Schritt erfolgt der down-stream und die Gewinnung des Pilz-Proteins (Fungi2Protein) und schließlich werden neue Lebensmittelprodukte hergestellt, getestet und für den Vertrieb vorbereitet (Protein2Product). Das ganze Verfahren wird durch einen neuartigen, vollkommen digitalisierten Prozess begleitet.

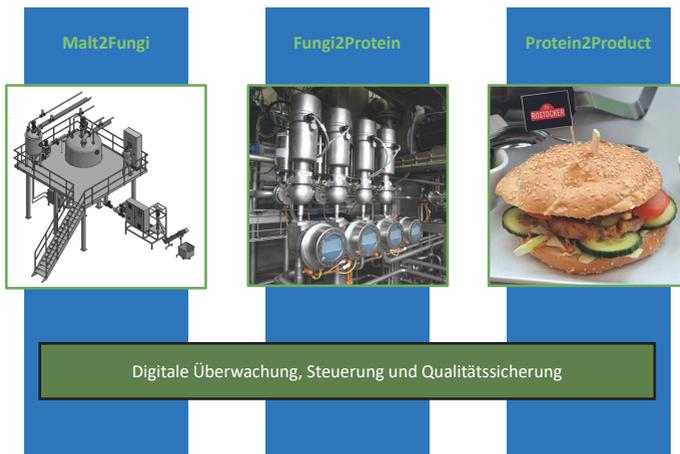


Abb. 1: Schematischer Ablauf der Pilz-Proteingewinnung aus Brauerei-Reststoffstrom Biertreber

Wenn man sich mit der Verwertung von Nebenströmen beschäftigt, entwickelt man unweigerlich den Anspruch, keinen zusätzlichen Abfall zu erzeugen oder zumindest für den, der anfällt, eine sinnvolle Verwertungsmöglichkeit zu finden.

Deshalb sollen innerhalb des Vorhabens alle im Prozess entstehenden Nebenströme hinsichtlich ihrer Verwertung geprüft werden.

Es lässt sich zusammenfassen, dass es die erstmalige Anwendung des Verfahrens in einem industriellen Maßstab und auch die erstmalige Extraktion dieses speziellen Pilzproteins ist. Auch die Herstellungsbedingungen dieses Proteins haben gegenüber anderen pflanzlichen Proteinen zwei entscheidende Vorteile: Es wird weniger Fläche benötigt (weil in die Höhe, statt in die Breite gebaut wird) und zudem auch weniger Zeit. Innerhalb von nur 8-10 Tagen wird die gleiche Menge an Protein produziert, für die man ansonsten ein ganzes Jahr benötigt⁵.

Kontakt

Prof. Dr. rer. nat. habil. Leif-Alexander Garbe

Hochschule Neubrandenburg/ZELT gGmbH

✉ garbe@hs-nb.de

⁵ Unveröffentlichte Daten – Projekt MaltFungiProtein

Klärschlammverwertung mittels hydrothormaler Karbonisierung (HTC)

Zusammenfassung: Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist eine vielversprechende Alternative zur weit verbreiteten thermischen Klärschlammverwertung. Im Gegensatz zur thermischen Verwertung via Verbrennung oder Pyrolyse bedarf es bei der HTC keiner Trocknung des Klärschlammes. Der mechanisch entwässerte Klärschlamm kann direkt der HTC zugeführt werden. Allerdings konnte sich die Technologie bisher (Stand 2021) noch nicht als thermisches Verwertungsverfahren für Klärschlämme durchsetzen und ist derzeit noch kein anerkannter Stand der Technik. Die HTC-Technologie könnte aber vor allem in der Klärschlammverwertung zukünftig an Relevanz gewinnen. Durch die gemeinsame Forschung der Universität Rostock mit dem Unternehmen HTCycle AG und der dadurch engen Verzahnung von Wissenschaft und Praxis, wird ein wertvoller Beitrag zur Weiterentwicklung dieses bedeutsamen Themenkomplexes geleistet.

1 Einleitung

Klärschlämme sind nach AbfKlärV, 2017 Abfälle aus der abgeschlossenen Behandlung von Abwasser in Abwasserbehandlungsanlagen. Sie fallen neben dem gereinigten Wasser als Sekundärprodukt an. Für das Jahr 2020 gibt das Statistische Bundesamt eine Klärschlammmenge von 1.740.556 t TM an. Diese müssen behandelt und entsorgt werden. Da der Klärschlamm Nährstoffe, wie z.B. Phosphor enthält, ist eine weitergehende Nutzung dieses Abfallstoffes wichtig. Die Verwertung in der Landwirtschaft und im Landbau war eine weitverbreitete Methode, um Klärschlämme zu entsorgen. Sofern sie nur geringe Schadstoffbelastungen aufwiesen, konnten sie dank ihres relativ hohen Stickstoff- und Phosphorgehalts als Dünger eingesetzt werden. Der Trend zur Entsorgung von Klärschlämmen geht inzwischen in Richtung der thermischen Entsorgung. 2020 wurden 1.334.994 t TM thermisch verwertet. Dies entspricht etwa 77 % des Gesamtklärschlamm-aufkommens. Die boden- und landschaftsbauliche Verwertung rückt damit immer mehr in den Hintergrund. Schon im Koalitionsvertrag von 2013 postulierte man das Ende der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung. Dafür sollten Phosphor und andere Nährstoffe aus dem Klärschlamm zurückgewonnen werden [DWA, 2015]. Eine zum 01.01.2015 abgelaufene Übergangsfrist für Schwermetallgrenzwerte in Klärschlämmen erschwerte die bodenbezogene Verwertung. Mit der Novellierung der Klärschlammverordnung im Jahr 2017 [AbfKlärV 2017] wurde die Rückgewinnung von Nährstoffen wie Phosphor forciert. Dies wirkt sich insbesondere auf die bodenbezogene Verwertung der anfallenden kommunalen Klärschlämme aus. Bis zum 31.12.2023 hat der Klärschlammherzeuger der zuständigen Behörde ein Konzept zur Phosphorrückgewinnung vorzulegen. In Deutschland ist ab 2029 eine bodenbezogene Verwertung des Klärschlammes für Kläranlagen > 100.000 EW nicht mehr erlaubt, ab 2031 ebenso für Kläranlagen > 50.000 EW. Der Kläranlagenbetreiber muss den

Phosphor aus dem Klärschlamm rückgewinnen, wahlweise durch die Abgabe an die Monoverbrennung oder Mitverbrennung mit anschließender P-Rückgewinnung aus der Asche bzw. kohlehaltigem Rückstand oder einer Rückgewinnung aus Klärschlamm durch Reduzierung des P-Gehalts um mindestens 50 % oder auf < 20 g P/kg TM. Der dann anfallende Klärschlamm könnte in der Mitverbrennung (z. B. Zementwerk, Kraftwerk, Abfallverbrennung) thermisch verwertet werden [AbfKlärV, 2017], [MIX-SPAGL, 2017].

Gerade im ländlichen Raum, welcher von einer bodenbezogenen Klärschlammverwertung profitiert hatte, wurde und wird die Verwertung von Klärschlämmen zusehends schwieriger [LANGENOHL, 2015], [VKU, 2015]. Diese Problematik beschäftigt die Kommunen, politische Entscheidungsträger sowie die Entsorgungswirtschaft. Aktuell sind vor allem für kleine Kommunen keine Lösungen in Sicht. Große Städte streben dagegen eine Klärschlammmonoverbrennung an. Kleine und mittelständische Kommunen, die nicht über derartige Möglichkeiten verfügen, sind gezwungen, alternative Lösungen zu finden.

2 Alternative Klärschlammverwertung via Hydrothormaler Karbonisierung (HTC)

Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) stellt eine vielversprechende Alternative zur Verwertung von Klärschlämmen dar. Das Verfahren ist ein thermochemischer Konversionsprozess, der allotherm abläuft. Der Umwandlungsprozess erfordert Wärme für die Reaktion [Baerns et al., 2013]. Feuchte Abfälle und Biomassen werden durch die HTC in ein braunkohleähnliches Biomassekarbonisat (auch HTC-Kohle genannt) umgewandelt. Im Gegensatz zu den bekannten thermo-chemischen Konversionsverfahren wie Verbrennung und Pyrolyse sind hydrothermale Verfahren für besonders feuchte, wässrige Biomassen und Abfälle, wie eben Klärschlamm geeignet. Wasser ist bei der HTC-Reaktion das umgebende Medium, Reaktionspartner und Lösemittel [KRUSE ET AL., 2013]. Der Klärschlamm wird unter milden Temperaturen (180 °C - 280 °C) und Drücken unterhalb des Sättigungsdampfdrucks in mehreren parallel oder seriell ablaufenden chemischen Reaktionsmechanismen umgewandelt [REZA ET AL., 2014]. Die nachfolgende Abbildung 1 stellt die Reaktionspfade der Inkohlung während der HTC vereinfacht dar. Der rechte Pfad der „Feststoff-zu-Feststoff-Umwandlung“ läuft vornehmlich bei ligninhaltiger Biomasse ab [KRUSE ET AL., 2016]

Klärschlämme werden im Gegensatz dazu vor allem über den linken Pfad der Zersetzung und Polymerisation zu HTC-Kohle umgewandelt. Es entstehen viele Zwischen- und Endprodukte. Die polymeren Substrate (Kohlenhydrate) werden durch eine Hydrolyse zuerst in einfachere Bestandteile (Di- und Monosaccharide) abgebaut. Bei der Hydrolyse von Cellulose entsteht Glukose. Lignin wird dagegen zu Phenol umgewandelt [KRUSE ET AL., 2013]. Im weiteren Verlauf des HTC-Prozesses entstehen diverse Plattformchemikalien wie 5-HMF, Furfural oder Lävulinsäure. Weiterhin finden bei bestimmten Reaktionstemperaturen

und Reaktionszeiten Maillard-Reaktionen statt, die zur Kohlebildung beitragen [DJANDJA ET AL., 2021]. Die entscheidende Reaktion, welche zur Bildung der HTC-Kohle beträgt, ist eine Aldol-Kondensation [SHI ET AL., 2019]. Als Ergebnis des HTC-Prozesses entsteht ein HTC-Kohleschlamm.

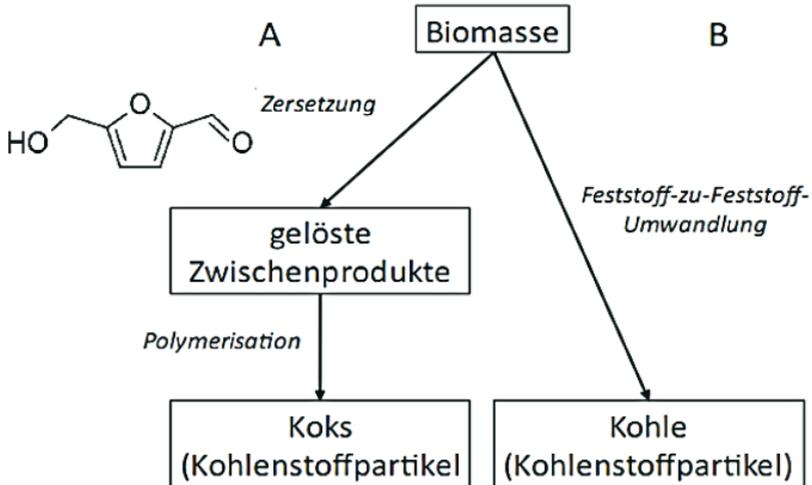


Abb. 1: Reaktionspfade der HTC [verändert nach KRUSE ET AL., 2016]

Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) bietet ein großes Potenzial zur Verwertung feuchter Biomassen und könnte zukünftig insbesondere bei der dezentralen Klärschlammverwertung einen wichtigen Beitrag leisten. Im Gegensatz zur thermischen Verwertung via Verbrennung oder Pyrolyse bedarf es bei der HTC keiner Trocknung des Klärschlammes. Der mechanisch entwässerte Klärschlamm (25 % TS) kann direkt der HTC zugeführt werden. In der Praxis konnte sich die Technologie bisher (Stand 2021) noch nicht als thermisches Verwertungsverfahren für Klärschlämme durchsetzen und ist derzeit noch kein anerkannter Stand der Technik.

3 Das HTCycle-Konzept zur Klärschlammverwertung und Nährstoffrückgewinnung

Die HTCycle AG mit Sitz in Relzow, Mecklenburg-Vorpommern forscht an diesem Thema. HTCycle beschäftigt sich seit Gründung 2009 mit dem Verfahren der Hydrothermalen Karbonisierung für einen genehmigungskonformen industriellen Batchbetrieb. Ziel ist es, die Untersuchungen von Anfang an im größeren Maßstab durchführen zu können. Dazu konzipierte HTCycle 2009 eine Pilotanlage im halbertechnischen Maßstab mit einem Reaktorvolumen von 335 Litern und ein Jahr später als Scale-up eine industrielle Demonstrationsanlage mit einem Reaktorvolumen von 14.400 Litern. Auf diesen Anlagen werden die Vorversuche

zu Projektstudien und mit deren technischen Daten die Großversuche zur Produktion von größeren Kohlemengen durchgeführt.

Das Unternehmen kooperiert mit der Universität Rostock, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft im Bereich der Klärschlammverwertung und leistet dadurch einen Beitrag zur beruflichen und wissenschaftlichen Weiterentwicklung. Derzeit läuft ein Promotionsvorhaben mit dem Praxispartner. Der HTCycle-HTC-Prozess ist als diskontinuierlicher Prozess (Batchverfahren) ausgelegt und besteht in seiner Kerneinheit aus einem Auflöse- und Vorlagebehälter, zwei HTC-Reaktoren und mindestens einem Behälter zur Dampfdruckentspannung und Abkühlung des HTC-Kohleschlammes. In einer Fest-/Flüssigtrennung wird das Prozesswasser abgetrennt und unter anderen nachgeschalteten Prozessen zugeführt. Die HTC-Kohle wird in nachfolgenden Schritten mit Säure behandelt, um an der Kohle vorhandene ortho-Phosphate abzuwaschen und diese für eine Phosphatrückgewinnung bereitzustellen. Eins der Rezyklate ist Ammoniummagnesiumphosphat (Struvit), ein weltweit eingesetzter Dünger in der Landwirtschaft.

Die von Phosphor befreite HTC-Kohle wird durch eine Heißgasaktivierung in eine hochwertige Aktivkohle umgewandelt. Diese kann in der vierten Reinigungsstufe von Kläranlagen eingesetzt werden. Die in der Kohle enthaltenen, fest eingebundenen und nicht auswaschbaren Schadstoffe wie Schwermetalle erhöhen sogar den Adsorptionseffekt von Hormonen, Antibiotika und Nanopartikeln. Sobald die Aktivkohle beladen ist, kann sie aufgrund ihres Brennwertes in thermisch verwertet werden.

Die nachfolgende Abb. 2 stellt das vereinfachte Klärschlammensorgungskonzept der HTCycle AG dar:

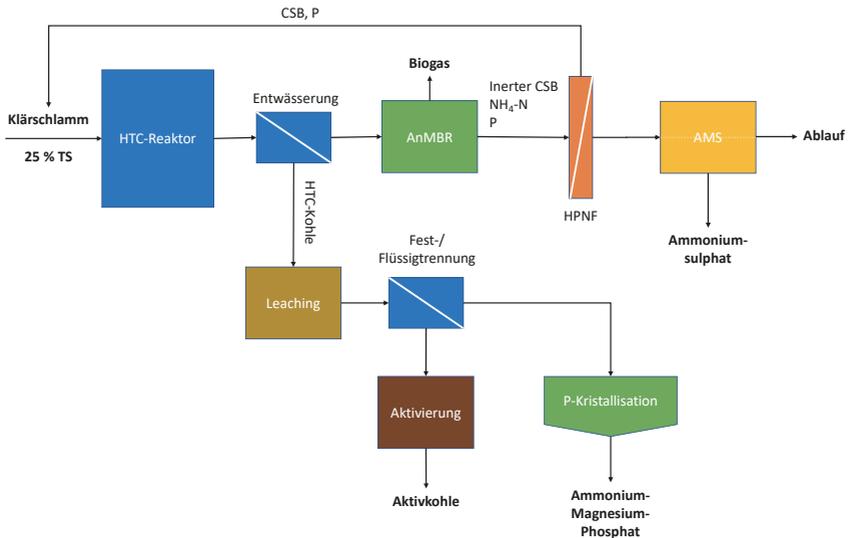


Abb. 2: HTCycle-Gesamtkonzept zur Verwertung von Klärschlämmen

Literatur/Quellen

- Baerns, M. et al. (2013): Technische Chemie. Zweite Auflage. Wiley-VCH Verlag, Weinheim.
- Djandja, O. S. et al. (2021): From wastewater treatment to resources recovery through hydrothermal treatments of municipal sewage sludge: A critical review. *Process Safety and Environmental Protection*, 151, 101–127. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.05.006>
- DWA - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (2015): DWA Positionen – Positionen zur Klärschlamm Entsorgung. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA). Hennef.
- Klärschlammverordnung (AbfKlärV) vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465), die zuletzt durch Artikel 137 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist
- Kruse, A. et al. (2013): Hydrothermal conversion of biomass to fuels and energetic materials. *Current Opinion in Chemical Biology*, Volume 17, Issue 3, 2013, 515–521. <https://doi.org/10.1016/j.cbpa.2013.05.004>
- Kruse, A. et al. (2016): Fate of Nitrogen during Hydrothermal Carbonization. *Energy Fuels* 2016, 30, 10, 8037–8042. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01312>
- Langenohl, T. (2015): Auswirkungen der sich verändernden Rahmenbedingungen auf die Entsorgungssicherheit für Klärschlamm. *Korrespondenz Abwasser, Abfall*. Ausgabe Nr. 3/2015. S. 249. <https://doi.org/10.3242/kae2015.03.004>
- Mix-Spagl, K. (2017): Die neue Klärschlammverordnung – Was müssen Betreiber beachten? *Wwf-Online.de – Special Klärschlamm – Recht & Gesetz*, 2017, 10, 15-17.

- Reza, M. T. et al. (2014): Behavior of selected hydrolyzed and dehydrated products during hydrothermal carbonization of biomass. *Bioresour. Technol.* 169, 352–361. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.07.010>
- Shi, N. et al. (2019): Molecular Structure and Formation Mechanism of Hydrochar from Hydrothermal Carbonization of Carbohydrates. *Energy Fuels* 2019, 33, 10, 9904–9915. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02174>
- VKU – Verband Kommunaler Unternehmen e.V. (2015): VKU-Umfrage Klärschlamm und Phosphorrückgewinnung. <http://www.vku.de/wasser/umwelt/klaerschlamm/vku-umfrage-klaerschlamm-und-phosphorrueckgewinnung.html>. Zuletzt abgerufen am 17.02.2015

Kontakt

M.Sc. Tommy Ender

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49(0)381.498-3417 | ✉ tommy.ender@uni-rostock.de

Dipl.-Ing. Stepan Kusche

HTCycle AG
Libnower Landstraße 1-3, 17390 Murchin

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

und

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige gGmbH (DBFZ),
Leipzig

Steigerung der Energieeffizienz durch Wärmenutzung zur Klärschlamm-trocknung

Zusammenfassung: Die Ergebnisse der R1-Energieeffizienzberechnung zeigen, dass die Anlagenpotentiale der Der ALBA TAV Betriebs GmbH (TAV) derzeit nicht optimal genutzt werden. Mit einem maximalen R1-Energieeffizienzfaktor von 0,44 ist eine politische Besserstellung, bezüglich des Anlagenstatus einer thermischen Verwertungsanlage, nicht möglich. Dennoch bietet die TAV durch die Möglichkeit einer Wärmeauskopplung das nötige Potential, um einen R1-Energieeffizienzwert von mindestens 0,6 zu erlangen.

Der derzeitige Betriebszustand der TAV, als Stromlieferant für das Nahversorgungsnetz, ist bedingt durch die infrastrukturelle Entwicklung des Industriegebietes Stüdekoppel in Ludwigslust. Es liegt keine Infrastruktur in Form eines Fernwärme- oder Prozessdampfnetzes vor.

Im Zuge einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden drei mögliche Szenarien zur Auskopplung von Wärme miteinander verglichen. Das Ergebnis dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist, dass sich keine der betrachteten Wärmeauskopplungsvarianten als unwirtschaftlich darstellt.

Die zum Erreichen des R1-Energieeffizienzkriteriums nötige Dampfmenge von 6 t/h kann auf verschiedene Weise von der TAV zur Verfügung gestellt werden. Sowohl eine reine HD-Dampfauskopplung, mit einer maximalen Dampfenahme von 8,4 t/h, als auch eine kombinierte Dampfauskopplung von Frischdampf und HD-Dampf, mit einer maximalen Dampfenahme von 11,6 t/h wären technisch umsetzbar.

Mit der Umsetzung einer geplanten Klärschlamm-Trocknungsanlage am Standort der TAV in Ludwigslust werden kommunale Klärschlämme klimaneutral durch den Einsatz der Wärme, die in unserer thermischen Abfallwertungsanlage bei der thermischen Verwertung von Abfällen entsteht, getrocknet. Mit der Errichtung und dem Betrieb der Klärschlamm-trocknungsanlage wird die bisher ungenutzte Abwärme für dringend benötigte Kapazitäten zur Trocknung von Klärschlamm genutzt und damit die Energieeffizienz der TAV derart erhöht, dass das R1-Kriterium erreicht wird. Darüber hinaus werden durch die Trocknung regionaler Klärschlämme am Standort der TAV Ludwigslust CO₂-Einsparungen, aufgrund der Reduzierung von Transportaufwand und durch die Nutzung des Trockensubstrates zur Erzeugung von thermischer Energie in Klärschlammmonoverbrennungsanlagen erzielt. Durch das Recycling von Klärschlämmen werden fossile Ressourcen eingespart, wobei das energetische Potenzial von Abfall mit hohem Wirkungsgrad genutzt und eine echte Kreislaufwirtschaft umgesetzt wird.

1 Anlass und Aufgabenstellung

Seit über 15 Jahren ist die ALBA TAV Betriebs GmbH in Ludwigslust mit ihrer thermischen Abfallbehandlungsanlage (TAV) ein zuverlässiger Partner für die Entsorgungssicherheit von Siedlungsabfällen aus dem Landkreis Ludwigslust-Parchim.

Der dabei erzeugte Dampf wird derzeit nur zur Deckung des Eigenbedarfs in Form von Dampf und Elektroenergie genutzt. Der überschüssige Dampf dient ausschließlich der Verstromung und wird anschließend in das Netz des Verteilernetzbetriebs (VNB) eingespeist. Dadurch bedingt ist die Energieeffizienz der Anlage gering.

Angestrebtes Ziel ist es, die Energieeffizienz der Anlage derart zu erhöhen, dass das R1-Kriterium gemäß der Europäischen Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle vom 19. November 2008, im Folgendem EU-Abfallrichtlinie (AbfRRL) genannt, erreicht wird. Für die TAV in Ludwigslust ist ein Wert $> 0,6$ bzw. 60 % erforderlich, um das R1-Kriterium zu erfüllen.

Um das R1-Kriterium zu erreichen war es im ersten Schritt notwendig den aktuellen Anlagenstatus unter Anwendung der im AbfRRL definierten R1- Energieeffizienzformel zu ermitteln.

Verwendete Formel für die Ermittlung des R1-Faktors:

$$R1 = \frac{E_p - (E_f + E_i)}{0,97 * (E_w + E_f)}$$

E_p – Die jährlich als Wärme oder Strom erzeugte Energie. Der Wert wird berechnet, indem Elektroenergie mit dem Faktor 2,6 addiert und mit der für gewerbliche Zwecke erzeugten Wärme mit dem Faktor 1,1 multipliziert wird.

E_f – Der jährliche Input von Fremdenergie in das System aus Brennstoffen, die zur Erzeugung von Dampf eingesetzt werden.

E_w – Die jährliche Energiemenge, die im behandelten Abfall enthalten ist, berechnet anhand des unteren Heizwerts des Abfalls.

E_i – Die jährlich importierte Energiemenge ohne E_w und E_f .

0,97 – Ist ein Faktor zur Berechnung der Energieverluste durch Rost-und Kesselasche.

Die R1-Formel ist kein physikalischer Ausdruck, welcher die Effizienz der Anlage beurteilt. Es handelt sich dabei um einen Leistungsindikator für die energetische Verwertung von Abfall in einer Anlage, die der Verbrennung fester Siedlungsabfälle dient.

2 Ermittlung des aktuellen Anlagenstatus

Zur Ermittlung des aktuellen Anlagenstatus war es notwendig, unter Berücksichtigung der Systemgrenzen sämtliche Prozesse, welche einen Einfluss auf die Energieeffizienz haben, einzubeziehen. Diese sind die Kühlung der anfallenden Schlacke, die Kühlung des Rückstromwirbels und der zur SNCR-Abgasreinigung genutzte Dampf.

Der berechnete R1-Faktor gibt das Verhältnis zwischen der aus Abfall verwerteten Energie (exportierte Energie plus intern verbrauchte Energie) minus importierte Energie und der Energie aus Abfall plus sonstige importierte Energie an, die für die Dampferzeugung genutzt wird.

Nach Festlegung der Bilanzräume zur Berechnung der benötigten Leistung für den Stößelentschlacker, der Reaktorkühlung und der SNCR-Abgasreinigung wurde der benötigte Wärmebedarf für die benannten Teilprozesse rechnerisch ermittelt.

Aus den durchgeführten Berechnungen ergab sich eine Gesamtleistung an genutzter Wärme für die aufgezeigten Teilprozesse von ca. 526 kW.

2.1 Berechnung aktueller TAV-R1-Faktor

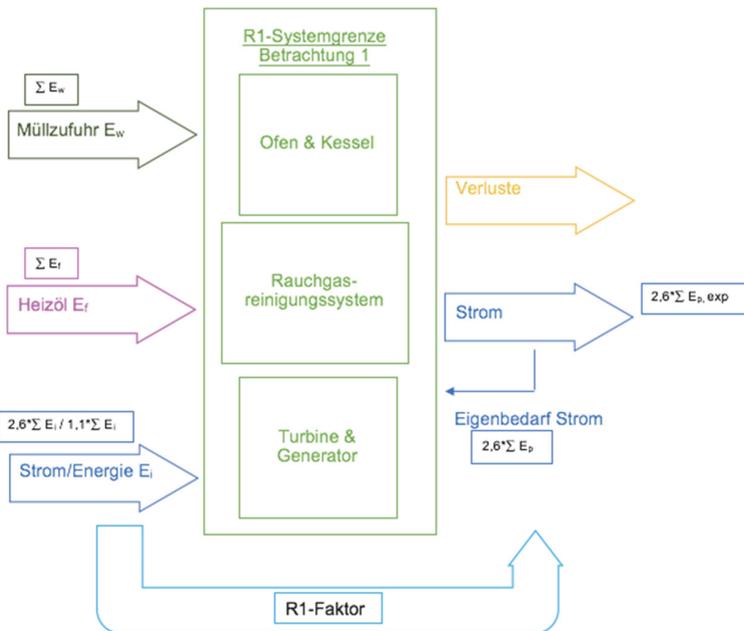


Abb. 1: R1-Systemgrenze (Diehl, 2018)

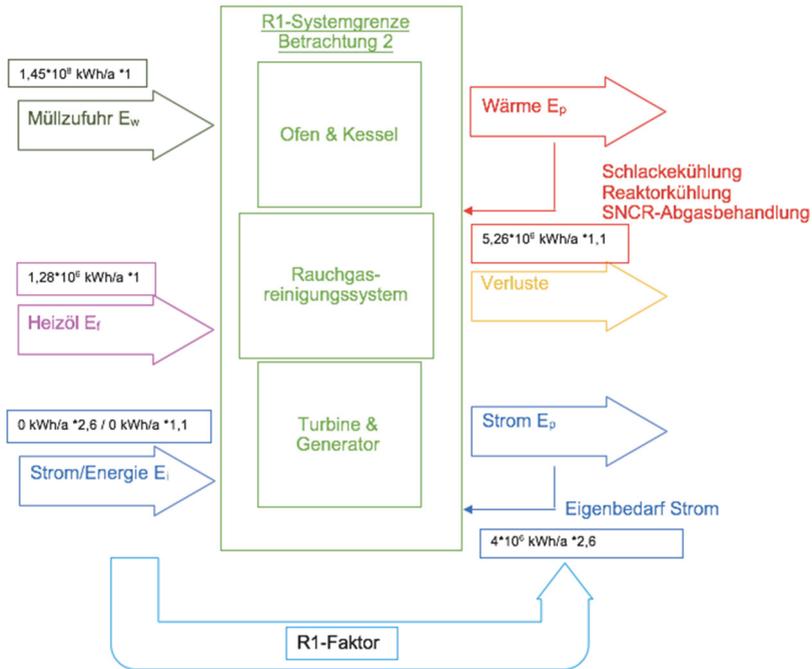


Abb. 2: R1-Bilanzraum (Diehl, 2028)

Das rechnerisch ermittelte Ergebnis für den aktuellen R1-Faktor ist in Anbetracht, dass lediglich Strom und nur ein kleiner Teil an Wärme zur Eigenversorgung der Teilprozesse genutzt wird plausibel.

E_w	$1,45 \cdot 10^8 \text{ kWh/a}$	E_f	$1,28 \cdot 10^6 \text{ kWh/a}$	E_i	0 kWh/a
E_p	$5,84 \cdot 10^7 \text{ kWh/a}$	E_p	$5,26 \cdot 10^6 \text{ kWh/a}$		

$$R1 = \frac{(6,37 \cdot 10^7 \frac{kWh}{a} - (1,28 \cdot 10^6 \frac{kWh}{a} + 0 \frac{kWh}{a}))}{0,97 \cdot (1,45 \cdot 10^8 \frac{kWh}{a} + 1,28 \cdot 10^6 \frac{kWh}{a})} \quad R1 = 0,44$$

3 Machbarkeitsstudie zur Erlangung R1-Faktor

Die Grundlage für nachfolgende Betrachtungen ist die Entnahme von Dampf, welcher die Anforderungen eines potentiellen Prozessdampfabnehmers zur Trocknung von 50.000 Mg/a Klärschlamm erfüllt. Diese liegen bei einem Prozessdampfdruck von 10 bar und bei einer Temperatur von 140 °C bis 180 °C. Die

Rücklauf-temperatur vom Kondensat ist mit 75 °C und mit einem Druck von 7,5 bis 10 bar anzunehmen. Des Weiteren ist als zusätzlicher Auslegungsparameter für das Dampfnetz eine Mindestdampfentnahme von 6,2 t/h, bei einer Betriebsdauer von 8.000 h/a, einzubeziehen.

Die dafür notwendigen Anlagenparameter, welche zur Berechnung herangezogen wurden, sind der Mülldurchsatz, der Heizwert, die thermische Leistung, die produzierte Dampfmenge und die über die Waage oder separate Zähler erfassten Fremdenergieträger in Form von Heizöl und Strom sowie, die an den auszukoppelnden Dampf gestellten Anforderungen.

Die in Tab. 1 dargestellten Anlagenparameter wurden aus den Betriebsdaten als Jahresmittelwerte der Jahre 2018 und 2019 zusammengefasst.

Tab. 1: Anlagenparameter (Jahresmittel aus 2018 und 2019)

	2018 + 2019	
Parameter	Mittelwert	Einheit
Heizwert	10.187,3	kJ/kg
Thermische Leistung	16.897,3	kW
Mülldurchsatz	6,0	Mg/h
Produzierte Dampfmenge	16,9	Mg/h
Dampferzeugende Fremdenergie	4.624,4	GJ/a
Energie		
Erzeugt	2.836,2	kWh
Einspeisung	2.309,4	kWh
Eigenbedarf	500,5	kWh

Für die Bilanzierung war zu beachten, dass mindestens eine thermische Leistung von 4 MW an das Dampfnetz abzugeben ist. Die Menge an Dampf, welche zur Auskopplung von 4 MW notwendig ist, berechnet sich aus der im Dampf enthaltenen, thermischen Energie, wenn dieser von 180 °C abgekühlt und kondensiert wird. Dabei ist von einer Rücklauf-temperatur von 75 °C bei einem Druck von 7,5 bar auszugehen.

Auszukoppelnde Dampfmenge bezogen auf eine Leistung von 4 MW:

$$\dot{Q} = \dot{m} * \Delta h_v \quad \text{Umstellen der Formel nach } \dot{m}:$$

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q} \text{ [kJ/s]}}{\Delta h_v \text{ [kJ/kg]}}$$

$$h_{v1} (7,5 \text{ bar; } 180 \text{ }^\circ\text{C}) - h_{v2} (7,5 \text{ bar; } 75 \text{ }^\circ\text{C}) = 2.795,95 \text{ kJ/kg} - 314,5 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q} = 4.000 \text{ kJ/s}$$

$$\dot{m} = \frac{4.000 \text{ [kJ/kg]}}{2.481,45 \text{ [kJ/s]}}$$

$$\dot{m} = 1,61 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 5.796 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Um eine Wärmeleistung von 4 MW in Form von Dampf zur Verfügung zu stellen, werden rund 6 t/h an Dampfnetz benötigt. Es galt zu prüfen, ob die Möglichkeit einer Entnahme dieser Dampfmenge aus der HD-Dampf-, ND-Dampf- oder FD-Schiene möglich ist.

Hierfür wurde der gesamte Wasser-Dampf-Kreislauf in einzelne Verfahrensteile unterteilt und anschließend energetisch mittels Microsoft Excel bilanziert.

3.1 Verfahrensteile des Wasser-Dampf-Kreislaufs

Der Wasser-Dampf-Kreislauf besteht im Wesentlichen aus neun Einzelbilanzräumen, welche zur Berechnung einer Dampfantnahme berücksichtigt werden mussten.

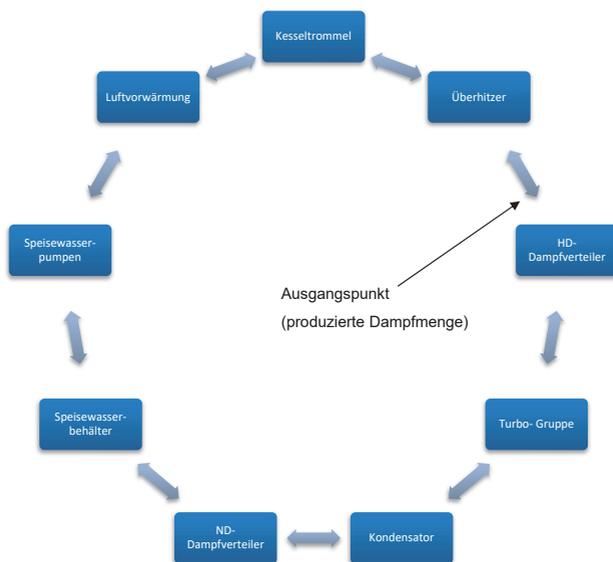


Abb. 3: Bilanzräume Wasser-Dampf-Kreislauf

Zusammenfassung in vier Bereiche:

1. HD-Dampfverteiler → Turbo-Gruppe
2. Kondensator
3. ND-Dampfverteiler → Speiswasserbehälter → Speiswasserpumpen
4. Luftvorwärmung → Kesseltrommel → Überhitzer

3.2 Fazit Wärmeauskopplungsvarianten

Auf Grundlage der energetischen Bilanzierung der definierten Bilanzräume konnte nachgewiesen werden, dass eine reine ND-Dampf- bzw. FD-Dampfenahme nicht den Anforderungen eines R1-Faktors größer 0,6 entspricht. Lediglich die HD-Dampf- bzw. Hochdruckdampf-Frischdampfauskopplung erreichen einen R1-Energieeffizienzfaktor größer 0,6.

Der im Rahmen der Auskopplungsvarianten vorgenommene Kosten-Nutzen-Vergleich zeigte zudem, dass die um 27 % größere auskoppelbare Dampfmenge bei der Hochdruckdampf-Frischdampfauskopplung im Gegensatz zur reinen HD-Dampfauskopplung mit einem finanziellen Mehraufwand von mindestens 40 % verbunden ist. Dabei wurden sämtliche Auskopplungsvarianten unter dem Gesichtspunkt betrachtet, dass es zu keinen signifikanten Veränderungen am Wasser-Dampf-Kreislauf kommt, welche mit einer Durchsatzleistungssteigerung verbunden sind.

Das Ergebnis der Machbarkeitsstudie zeigte, dass bei einer reinen HD-Dampf- auskopplung das Erreichen des R1-Energieeffizienzwertes mit geringstem finan- ziellem Risiko möglich ist, unter der Annahme, dass die abzugebende thermi- sche Leistung an das Dampfnetz mindestens 4 MW und nicht mehr als 5,8 MW beträgt.

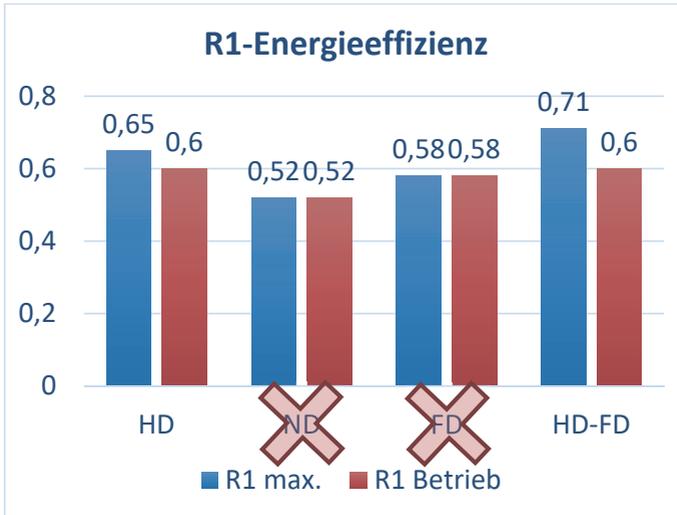


Abb. 4: R1-Betrachtung der Auskopplungsvarianten

Zur Erlangung des R1-Faktors wird der Bau und Betrieb einer Klärschlamm- trocknungsanlage am Standort der TAV für die Trocknung von kommunalen Klär- schlämmen mit einer Kapazität von 50.000 t/a Klärschlamm (TS 22-25) zur Nut- zung von mindestens 32.000 MWh/a Abwärme aus der TAV favorisiert.

4 Technisches Konzept der Klärschlamm-trocknung

Die nachfolgenden Ausführungen zum technischen Konzept der Klärschlamm- trocknung an Standort der TAV sind in gemeinsamer Arbeit mit unserem Pla- nungsbüro BN Umwelt GmbH im Zuge der Erstellung der Genehmigungsunter- lagen erstellt worden.

4.1 Trocknersystem

Bei der Trocknungsanlage handelt es sich um einen 2-Band-Trockner, der in jeweils fünf 20'-Container integriert ist (2-linige Anlage). Die Container werden am Aufstellungsort mit Twistlock-Verbindern luftdicht miteinander gekoppelt. Die Anlagentechnik wird im Herstellerwerk eingebaut und die Container vor Ort zu einer Anlage montiert. Die Anlage wird derart auf querliegenden Stahlbetonst- reifenfundamenten platziert, dass unterhalb der Container ein kontrollierbarer Luftraum entsteht.

Über dem Trocknercontainer befindet sich der 20-Dosiercontainer, in dem der entwässerte Klärschlamm vereinzelt auf das Trocknungsband dosiert wird.

Die automatische Zuführung zum Dosier- bzw. Walzenextruder erfolgt über Voll- und Leermeldesignal. Unter dem Walzenextruder befindet sich das Trocknungsband, welches mit konfektioniertem Schlamm in der gewünschten Schüttdicke (ca. 10 cm) gleichmäßig über die gesamte Breite (ca. 2 m) des Trocknerbandes befüllt wird. Dazu überstreift der bewegliche Walzenextruder stetig das Trocknungsband.

Die Trocknung des Klärschlammes erfolgt durch Kontakt mit durchströmender Warmluft. Frischluft wird mittels Wärmetauscher auf bis zu 100 °C erwärmt.

Als Wärmequelle für die Trocknung dient aus dem Kraftwerk ausgekoppelte Wärmeenergie, die als Warmwasser mit Vor- und Rücklaufsystem zu den Wärmetauschern gepumpt wird. Über eine Ventileinheit (Pumpen- und Ventiltechnik) werden die beiden Linien bedarfsgerecht mit der benötigten Wärmeenergie versorgt.

Die Auskopplungseinheit im Kraftwerk kann durch verschiedene Abwärmeeinheiten gespeist werden. Die Vorlauftemperatur beträgt 110 °C und die Rücklauftemperatur 90 °C.

Das waagrecht laufende Trocknerband 1 transportiert das Trocknungsgut kontinuierlich oder intervallmäßig in die Vortrocknungszone. Hier durchströmt die Warmluft die Substratschicht, die dabei zunehmend getrocknet wird.

Dabei erfolgt eine Kompaktierung des Materials. Am Ende des Trocknerbandes 1 fällt der angetrocknete Klärschlamm auf das Trocknerband 2 und wird in die Nachrocknungszone transportiert. Durch den Höhenunterschied wird der angetrocknete Klärschlamm beim Fallen aufgelockert und teilweise gedreht. Dadurch entsteht wieder eine größere Materialoberfläche, was dem Trocknungsprozess dient. Zur Unterstützung der Materialauflockerung ist zusätzlich eine quer über dem Bandtrockner platzierte, sich kontinuierlich drehende Haspel angeordnet, die schonend das auf dem Band befindliche Material auflockert. In der Nachrocknungszone und mit zunehmender Verweilzeit wird das Substrat trockener. Am Ende des Trocknerbandes hat das Produkt seine Zielendfeuchte (ca. 10 %) erreicht, fällt in die Austragsschnecke und wird aus dem Trockner gefördert. Von der Austragsschnecke wird das getrocknete Produkt über weitere Förderaggregate der Output-Lagerung zugeführt.

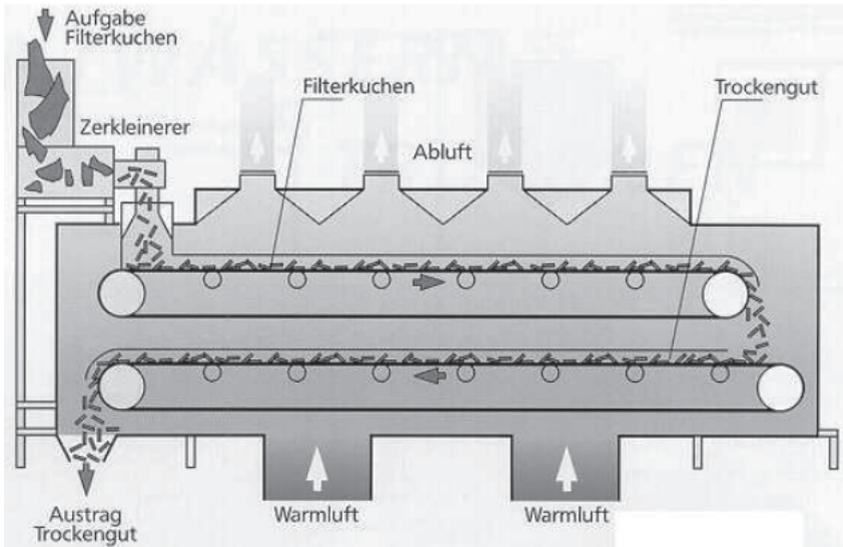


Abb. 5: Funktionsweise Bandtrockner (Frey 2000)

Die Wärmetauscher heizen die Trocknungsstufe auf ca. 110 °C auf. Diese durchströmt die Substratschicht, wobei sie Feuchtigkeit aufnimmt und sich abkühlt. Die Verweilzeit des Produkts in der aktiven Zone variiert zwischen 1,5-3,0 h. Fällt die Warmlufttemperatur unter einen eingestellten Sollwert, kann das Gewebend solange stehen bleiben, bis die Warmluft wieder eine Soll-Temperatur erreicht. Sowohl die Verweilzeit als auch die Warmlufttemperaturen werden erfasst und aufgezeichnet. Diese dienen der Temperaturüberwachung und Prozesssteuerung.

Die Steuerung des Prozesses erfolgt über eine speicherprogrammierbare Steuerung. Einstellparameter zur Erreichung der Endfeuchte des Produkts sind die Warmlufttemperatur, die Luftmenge, die Bandgeschwindigkeit und die Schüttdicke, die jeweils variiert werden können.

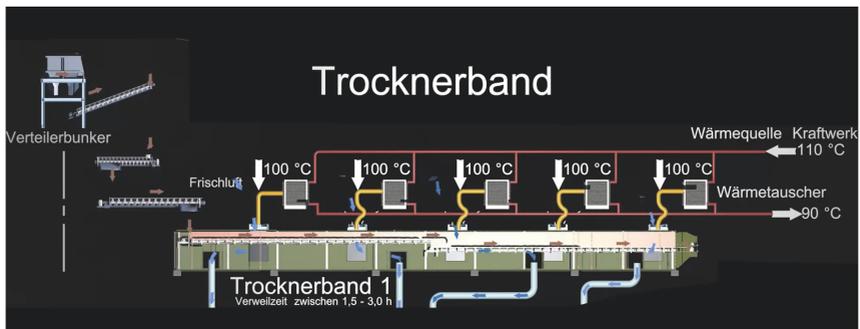


Abb. 6: Fließschema Trocknersystem

4.2 Abluftkonzept

Die auf gefeuchtete Rohabluft wird mittels Abluftventilator aus dem Trockner gesaugt und der Abluftaufbereitungsanlage (Luftwäscher) zugeführt, um Feinstaub und Stickstoffverbindungen und damit Gerüche zu behandeln bzw. abzuschneiden. Pro Linie dienen 2 Austrittsöffnungen für die Ableitung der gereinigten Abluft in je zwei Fassungsrohrleitungen (1 pro Linie), die jeweils in einen 18 m hohen Abluftkamin abgeleitet werden. In den beiden 20'-Abluftcontainern pro Linie sind je zwei Saure Wäscher eingebaut. Ein Wäscher behandelt die Abluft aus dem Vortrocknungsband und der andere Wäscher aus dem Nachrocknungsband. Letzteres ist kürzer als das Vortrocknungsband, so dass in der Verteilung 60/40 Abluft abgesaugt wird. Bei der Abluftbehandlungsanlage handelt es sich je Linie um einstufige Säurewäscher mit zwei Rieselkörpern in einer zwei geteilten Baureihe, um einen ausreichenden Ammoniak-Abschneidegrad zur Luftreinhaltung nach Stand der Technik zu garantieren. Die mit Ammoniak und geringen Mengen Feinstaub belastete Trocknerabluft wird in den Abluftwäscher eingeleitet und durchströmt die Waschpakete in der neben der Ammoniak- auch eine Staubabscheidung stattfindet.

Der Saure-Wäscher wird mit 96 %iger Schwefelsäure als Wasser-Säure-Gemisch beaufschlagt. Dabei wird eine Lamellenwand mittels Sprühdüsen mit einer Umlaufflüssigkeit befeuchtet. Diese besteht aus Wasser, das mit Schwefelsäure auf einen vorgegebenen pH-Wert verdünnt wird. Das Reservoir befindet sich in der Wanne des Wäschers. Die Umlaufflüssigkeit wird periodisch vollständig ausgetauscht. Durch Absorption des abgeschiedenen Ammoniaks steigt der pH-Wert kontinuierlich. Beim Erreichen eines vorgegebenen pH-Wertes (Ermittlung über pH-Sonde – pH 2,5 - max. 5) wird die Lösung erneut automatisch angesäuert. Dieser Vorgang wird mehrmals wiederholt. Anschließend wird die umlaufende Flüssigkeit, bestehend aus saurem Wasser, Ammoniumsulfat und Staubpartikeln, nach Messung der Leitfähigkeit automatisch abgeschlammmt und in einen Auffangbehälter gepumpt. Bei höherer Ansäuerung < pH 2,0, schaltet die Anlage auf Störung und wird mit Frischwasser wieder verdünnt.

Die Besprühung der Lamellenwand erfolgt in Intervallen, so dass die reine Betriebszeit der Pumpe ca. 15 Minuten pro Stunde beträgt.

Der Vorlagebehälter wird automatisch mit Frischwasser gefüllt und mit Sensoren auf Arbeitsniveau gehalten.

Nach dem Durchströmen der beiden Rieselkörper passiert die Abluft zur Reinigung von Aerosolen einen Tropfenabscheider (Demister) und wird dann gereinigt über Kamin abgeleitet.

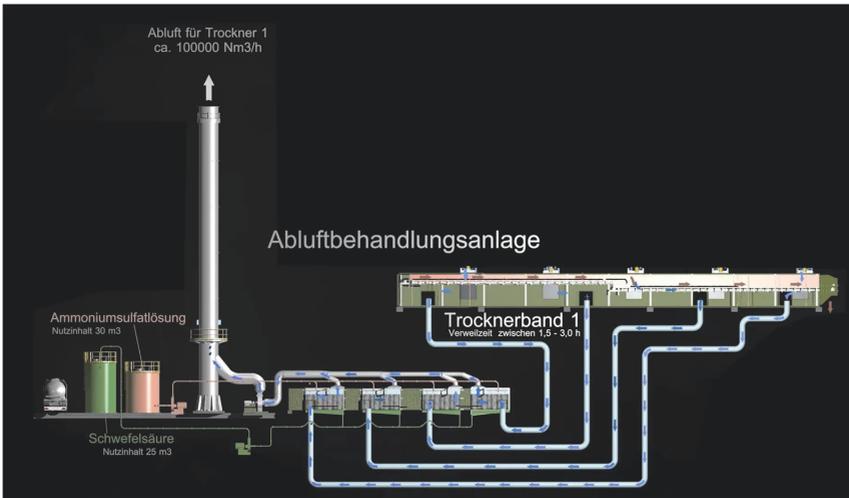


Abb. 7: Darstellung Abluftbehandlung

4.3 Anlieferbunker und Siloanlage

Die angelieferten kommunalen Klärschlämme werden in einem zweigeteilten Bunker angenommen. Pro Bunker steht ein Lagervolumen von ca. 250 m³ (entspr. 250 t) zur Verfügung. Die Bunker sind mit den Innenabmaßen so angeordnet, dass die Anlieferfahrzeuge direkt in die Bunker abkippen.

Es bestehen drei Befüllmöglichkeiten pro Bunker (6 insgesamt). Die Bunkeröffnungen sind vollständig mit einer (dreiteiligen) Stahlblechkonstruktion abgedeckt.

Über die Eingangskontrolle wird dem Anlieferer mitgeteilt, welche der sechs Befüllmöglichkeiten zu nutzen ist. Die Zuordnung erfolgt auf Grundlage des Befüll- bzw. Betriebszustandes der Anlage und wird durch Kameraüberwachung kontrolliert. Es wird das „first-in-first-out“-Prinzip realisiert. Während der Anfahrt des Anlieferers von der Eingangskontrolle zum Bunker wird die zu nutzende Klappe automatisch geöffnet. Der Anlieferer kippt den Klärschlamm ab. Nach Abfahrt des Anlieferers wird die Klappe wieder automatisch geschlossen.

An den äußeren Stirnseiten der Bunker sind jeweils ca. 30 m² große Funktionsräume angeordnet, die das Hydrauliksystem inkl. Elektroversorgung aufnehmen.

Im Mittelbereich sind Querabzugsbänder in gekapselter Bauweise platziert. Diese befördern den Klärschlamm über einen Zwischenspeicher (ca. 10 m³ Nutzvolumen) in die Trocknerdosierstation.

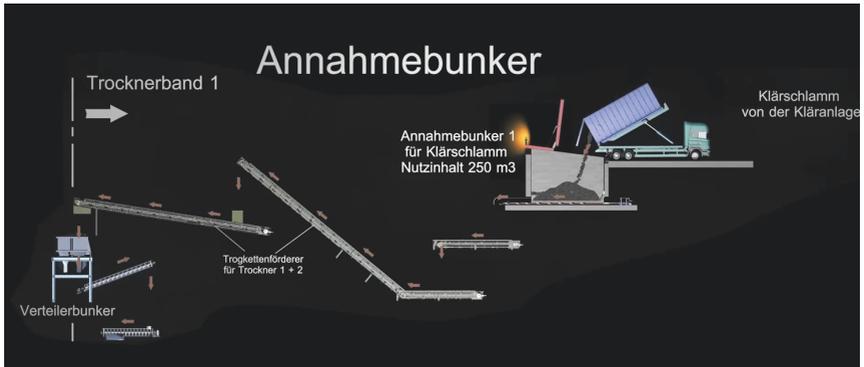


Abb. 8: Darstellung Annahmehunker (Kapazität beträgt $500 \text{ m}^3 = 500 \text{ t}$)

Der getrocknete Klärschlamm wird in zwei geschlossenen Hochsiloanlagen mit einem Nutzvolumen von 400 m^3 ($2 \times 200 \text{ m}^3$) gelagert.

Der getrocknete Klärschlamm wird mittels Trogkettenförderer und Becherwerk über die Siloanlage gefördert. Mittels Verteiler (Hosenstück) werden alternierend zwei stehende Rundsiloanlagen (Gesamthöhe: ca. 35 m) befüllt. Die Siloanlage wird aufgeständert ausgeführt, so dass die Beladung der darunter stehenden Transporteinheiten von oben erfolgen kann.



Abb. 9: Darstellung Verladesilo (Nutzvolumen beträgt $2 \times 200 \text{ m}^3$)



Abb. 10: 3-D Darstellung Klärschlammtrocknungsanlage ALBA TAV

Literatur/Quellen

Diehl, P., 2018. Berechnung des R1-Energieeffizienzwertes am Standort der ALBA TAV Betriebs GmbH Ludwigslust, s.l.: s.n.

EU, 2008. Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. s.l.:Amtsblatt der Europäischen Union.

Frey, 2000. Maschinelle Ausrüstung der Schlammbehandlung, Wien: Institut für Wassergüte.

B&N Umwelt GmbH, 2020. Rostock: s.n.

Kontakt

Rainer Wiedenbröker, Geschäftsführer

ALBA TAV Betriebs GmbH
Am Alten Flugplatz 1, 19288 Ludwigslust

☎ +49 (0)30.35182-386 | ✉ rainer.wiedenbroeker@alba.info

🌐 <https://tav.alba.info>

Stand der Planung zur Errichtung einer Klärschlammverwertungsanlage am Standort Rostock

Kombinierte interkommunale Klärschlammverwertung mit klimafreundlicher Fernwärmeerzeugung

Handlungsbedarf

In Mecklenburg-Vorpommern fallen jährlich 154.000 (Quelle: DESTATIS) Tonnen entwässerte Klärschlämme an, die zu einem großen Teil auf Feldern aufgebracht werden. Aufgrund von negativen Umwelteinflüssen ist eine landwirtschaftliche Verwendung nicht mehr erwünscht und gesetzlich eingeschränkt, sodass alternative Lösungen benötigt werden. Mit der Verschärfung der Grenzwerte aus der Düngemittelverordnung wird ein signifikanter Anteil des anfallenden Klärschlammes nicht mehr den Anforderungen für eine landwirtschaftliche Verwertung entsprechen. Problematisch hierbei sind insbesondere die Gehalte von Schwermetallen. Zudem gibt die Abfallklärschlammverordnung die Rückgewinnung des wichtigen und endlichen Rohstoffes Phosphor aus Klärschlamm und die thermische Verwertung des Klärschlammes vor.

Die thermische Entsorgung des Klärschlammes aus Mecklenburg-Vorpommern erfolgt bisher überwiegend in Behandlungsanlagen außerhalb des Bundeslandes, da eigene Kapazitäten zur Mitverbrennung nur begrenzt bestehen und Monoverwertungsanlagen für Klärschlamm in Mecklenburg-Vorpommern noch nicht in relevanten Größen geschaffen wurden. Das führt zu erheblichen ökologischen Belastungen und hohen Zusatzkosten für die Bürger*innen des Landes, da der Klärschlamm teilweise über die Landesgrenze hinaus mehr als 200 km (z.B. VERA Hamburg) und weiter, zur nächstgelegenen thermischen Verwertungsanlage transportiert wird.

Die Klärschlamm-Kooperation Mecklenburg-Vorpommern GmbH („KKMV“) mit ihren kommunalen Gesellschaftern plant daher den Bau einer eigenen Klärschlammverwertungsanlage („KVA“) in Rostock in unmittelbarer Nähe zur dortigen zentralen Kläranlage, um die Klärschlamm Entsorgung und Phosphorrückgewinnung im Land auf eine möglichst effiziente und umweltfreundliche Weise zu realisieren.

Projektansatz des Vorhabens zur Errichtung einer KVA

Zur Erfüllung des gesetzlichen Handlungsbedarfs und eigener Zielstellung wurde die Klärschlamm-Kooperation Mecklenburg-Vorpommern GmbH („KKMV“) mit Sitz in Rostock gegründet. Die KKMV ist ein Zusammenschluss von gegenwärtig 17 abwasserbeseitigungspflichtigen kommunalen Körperschaften (Gemein-

den, Zweckverbände). Die Gesellschaft steht stellvertretend für ca. 300 Städte und Gemeinden mit der Absicht, eine gemeinsame effiziente Klärschlammverwertung mit Fernwärmeerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern zu realisieren.

Die Mitglieder der Kooperation verfügen zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit ca. 247 Abwasserbehandlungsanlagen, davon 26 Klärschlamm produzierende Anlagen, über rund zwei Drittel des in Mecklenburg-Vorpommern anfallenden Klärschlammes. Sämtliche Kosten für die Klärschlammabfuhr werden im Solidarprinzip entsprechend dem Klärschlammfall getragen. Durch diesen Zusammenschluss der vielen Gemeinden stellt das Projekt deutschlandweit eine beispielhafte interkommunale Zusammenarbeit dar.

Die folgende Abbildung veranschaulicht die Reichweite der Kooperation innerhalb von MV:

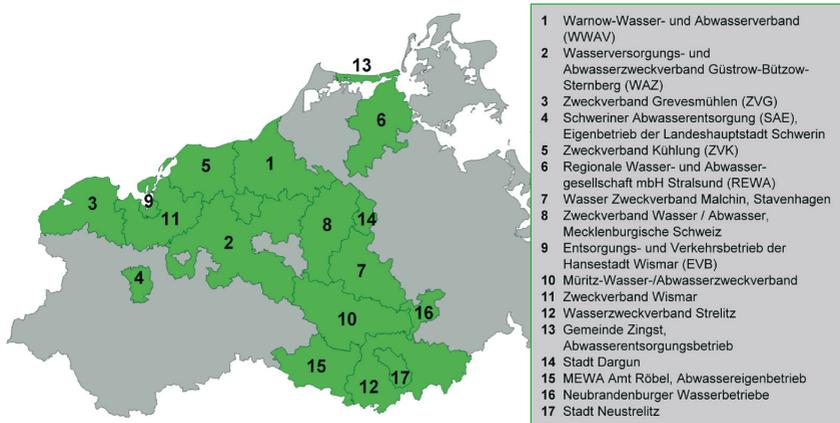


Abb. 1: Übersichtskarte Mecklenburg-Vorpommern mit den Verbandsgebieten der KKMV-Gesellschafter

Ziele

Mit den in Zukunft geltenden gesetzlichen Vorschriften wird ein signifikanter Anteil des anfallenden Klärschlammes über die bisherigen Wege nicht mehr verwertet werden können. Die schrittweise Reduzierung des durch Kohle erzeugten Stroms verschärft die Problematik der zur Verfügung stehenden Kapazitäten, da davon auszugehen ist, dass andere Bundesländer weniger bereit sein werden, Klärschlamm aus Mecklenburg-Vorpommern anzunehmen. Gleichzeitig drängt die Regulierung darauf, den wertvollen Rohstoff Phosphor zukünftig zurückzugewinnen. Dies ist nur bei einer Monoverbrennungsanlage möglich.

Die KKMV verfolgt bei der Klärschlammverwertung die Ziele der Schaffung von Entsorgungssicherheiten bei der Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben zur ther-

mischen und umweltgerechten Klärschlammverwertung unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte, um auch eine Preisstabilität für die Bürger*innen zu gewährleisten:

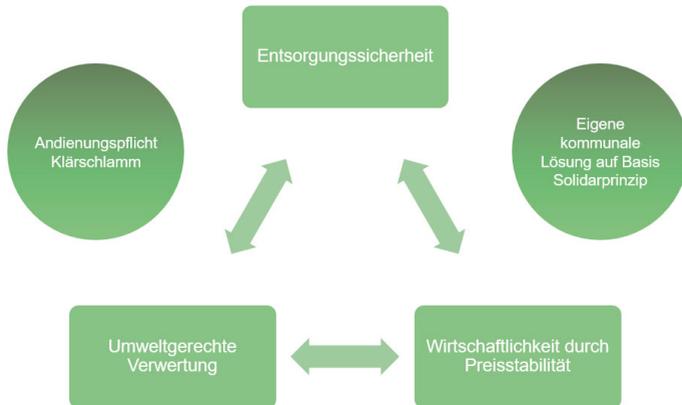


Abb. 2: Zieldreieck der KKMV

Schaffung der erforderlichen Entsorgungssicherheit durch eine eigene Klärschlammverwertungsanlage („KVA“)

Durch die Errichtung einer eigenen KVA sind die an der KKMV beteiligten abwasserbeseitigungspflichtigen Kommunen und Verbände unabhängig vom Markt, da ihnen Kapazitäten zur Verwertung zur Verfügung stehen, die auf ihren Bedarf dauerhaft ausgerichtet sind. Insgesamt beträgt das Klärschlammaufkommen innerhalb der KKMV bisher ca. 85.000 t pro Jahr und somit einen Großteil der gesamten in Mecklenburg-Vorpommern anfallenden Klärschlamm mengen.

Wirtschaftlichkeit und Preisstabilität

Kommunen/Kommunale Unternehmen erfüllen wichtige Versorgungsleistungen für ihre Bürger*innen. Durch eine effiziente Abwasserentsorgung (konkret Klärschlamm) und wirtschaftliche Wärmeversorgung wollen die Kommunen eine bezahlbare und nachhaltige Versorgung ihrer Bürger*innen sichern. Das kann durch eine eigene KVA erreicht werden, deren Betrieb nicht gewinnorientiert ausgerichtet ist. Das Verwertungsentgelt kann durch die Unabhängigkeit von anderen Verwertern dauerhaft selbst bestimmt und dadurch stabil gehalten werden.

Die Errichtung einer eigenen KVA geht ferner mit zahlreichen positiven Effekten für die Bürger*innen und Wirtschaft im Land Mecklenburg-Vorpommern einher:

- Die Entsorgungssituation für Klärschlamm hat sich in den letzten Jahren verschärft. Der durchschnittliche Vergabepreis für die Entsorgung von kommunalem Klärschlamm ist in den vergangenen Jahren sprunghaft gestiegen. Ohne eine eigene KVA ist auf Grund des volatilen Marktes keine Gebührenstabilität zu erwarten. Der Entsorgungspreis wäre stets abhängig von der Preisgestaltung anderer Verwerter.
- Monoverbrennungsanlagen bieten die besten technischen Voraussetzungen zur Rückgewinnung von wertvollem Phosphor, sodass das Projekt der KKMV hier einen nachhaltigen Beitrag zur Kreislaufführung dieses Rohstoffes leistet. Ohne Monoverbrennung ist auch keine technisch und wirtschaftlich tragfähige Phosphorrückgewinnung möglich.
- Der Aufbau einer eigenen Phosphor-Wertschöpfungskette bietet ein hohes Potenzial für die Wirtschaft in Mecklenburg-Vorpommern und ganz Deutschland und wirkt der steigenden Abhängigkeit von Pflanzennährstoffimporten für die Landwirtschaft entgegen. Lokalen landwirtschaftlichen Unternehmen kann kostengünstig Phosphatdünger zur Verfügung gestellt werden.

Umwelt- und Klimaschutz

Das Erreichen von regionalen und nationalen Klimaschutzziele kann aber nicht ohne weiteres auf lokaler Ebene gelingen. Es sind kooperative Ansätze, die Ressourcen und Kompetenzen verschiedener Akteure bündeln, nötig, um übergeordnete Herausforderungen zu bewältigen. Das Vorhaben dient einer systematischen Zusammenarbeit (z.B. in Form von Verbänden) von Kommunen.

Das Projekt hat einen maßgebenden Nutzen für das gesamte Bundesland und somit für die Bürger*innen, da sowohl der Bereich der Daseinsvorsorge, der Bereich des Umweltschutzes und auch die Abwassergebühren betroffen sind.

Mit dem Projekt sollen innovative Wege beschritten und der Ausstieg aus der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung vollzogen werden.

Durch die Nutzung von überschüssiger Abwärme kann produzierte Energie zielgerichtet genutzt werden, ohne diese zu vergeuden. Diese energieeffiziente Nutzung führt zu einer Verringerung des Primärenergieeinsatzes und wirkt sich folglich positiv auf die CO₂-Emissionen aus.

Tab. 1 Projektsteckbrief zur geplanten KVA

Projektsteckbrief zur geplanten Klärschlammverwertungsanlage Rostock	
Standort	nördlich der Zentralen Kläranlage in Rostock
Anlage	<ul style="list-style-type: none"> • bis 100.000 t/a Klärschlamm • 22.700 t TS (Trockensubstanz) • 1.300 t Klärschlambunker inkl. Annahme • 7,0 MW Stationäre Wirbelschichtverbrennung • 6-stufige Abgasbehandlungsanlage
Merkmale	<ul style="list-style-type: none"> • Modellhafte, großflächige interkommunale Kooperation von 17 Gesellschaftern (ca. 300 Städte und Gemeinden) • Anteil gewerblicher Abwassers: ca. 45 % • Zentraler Standort der Verwertungsanlage • Optimale Anbindung an das städtische Fernwärmenetz • Optimale Anbindung an die benachbarte Kläranlage • Eigenstromproduktion • Klimafreundliche Fernwärmelieferung: 37.665 MWh bei 100.000 t KS • Herstellung Phosphorhaltiger Asche für das anschließende Phosphorrecycling • Optionale CO₂ Abscheidung (28. 857 t) für die Biomethanolproduktion
Zeitplan	Inbetriebnahme: Ende 2026
Projektpartner	Stadtwerke Rostock AG (SWR), Universität Rostock, B+T Cineris GmbH, East Energy Verwaltungs GmbH

Projektstand und erreichte Meilensteine

Nachstehend ist die Historie der Projektentwicklung graphisch dargestellt:



Abb. 3: Visualisierung der Entwicklung der KKMV

Anhand der Abb. 3 ist deutlich zu erkennen, dass die Gesellschafter der KKMV schon sehr frühzeitig die Notwendigkeit einer eigenen Verwertungsanlage erkannt haben.



Abb. 4: Visualisierung der zukünftigen Anlage

Die Darstellung der Anlage in Abb. 4 wurde im Rahmen des Planungsprozesses erarbeitet und in Vorbereitung auf die Öffentlichkeitsbeteiligung im Genehmigungsverfahren erstellt. Seit Beauftragung des Unternehmens „tbf und Partner AG“ aus Hamburg im September 2019 als Generalplaner, hat die Planung und Umsetzung des Projektes deutlich an Fahrt aufgenommen.

Die KKMV hat aus wirtschaftlichen Gründen von ihrer ursprünglich vorgesehenen dezentralen (Vor-)Trocknung der Klärschlämme abgesehen, hält aber an diesem innovativen Ansatz fest und wird die Annahme vorgetrockneter Klärschlämme beim Bau der Klärschlammverwertungsanlage Rostock berücksichtigen. Die Möglichkeit der dezentralen Vortrocknung der Klärschlämme an einem oder mehreren Standorten innerhalb der KKMV werden regelmäßig geprüft und bei sich verbessernden Rahmenbedingungen planerisch wieder aufgenommen.

Im Verlauf des Jahre 2021 konnten für die Umsetzung der Klärschlammverwertungsanlage weitere wichtige Meilensteine erreicht werden:

- Planung bis zur Vergabereife
- Genehmigungsantrag nach Bundes-Immissions-Schutzgesetz eingereicht
- Grundstück für eine KVA in Rostock gesichert
- Abnahme der kompletten anfallenden Wärme durch SWR ist zugesagt
- gemeindliches Einvernehmen durch die Hansestadt Rostock erteilt
 - Öffentlichkeitsbeteiligung im BImSchG-Verfahren
 - Erteilung Genehmigung wird für Q3 2022 erwartet

Für eine Phosphor-Rückgewinnung und Bio-Methanolproduktion aus dem im Abgas der Anlage vorhandenen CO₂ der Anlage konnten erste Kooperationen geschlossen werden, um diese Ziele verwirklichen zu können.

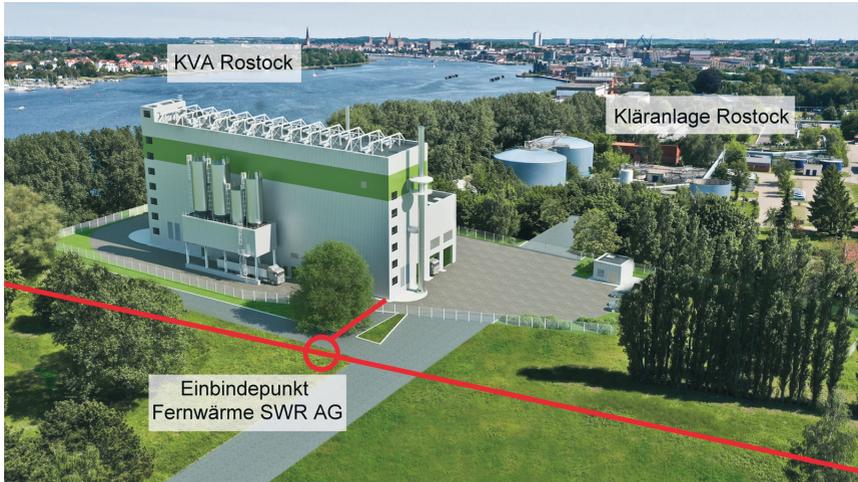


Abb. 5: Idealer Standort für die zukünftige Verwertungsanlage

Wie auf der zweiten Ansicht (Abb. 5) deutlich zu erkennen ist, wurde für die Anlage ein Standort gewählt, der die direkte Anbindung an die größte Kläranlage des Landes in Rostock ermöglicht. Dadurch können die bei der Verwertung anfallenden Klärschlämme direkt in die Anlage gebracht werden und die bei der Verwertung anfallenden Abwässer wiederum in der Kläranlage aufbereitet werden. Auch die direkte Nähe zu einer Fernwärmeleitung der Stadtwerke Rostock AG (SWR AG) sind ein enormer Standortvorteil, weil hier die anfallende Wärme auf sehr kurzem Weg abgegeben werden kann. Der Standort bietet daher optimale Bedingungen.

Abschließend ist festzuhalten

Durch die Realisierung einer eigenen Verwertungsanlage machen sich die Gesellschafter der KKMV unabhängig vom teilweise sehr volatilen Klärschlammverwertungsmarkt und haben somit die Möglichkeit langfristig stabile und wirtschaftliche Preise für die Verwertung ihrer Klärschlämme zu generieren.

Kontakt:

Steffen Bockholt

☎ +49 (0)381.81 71 57 30

✉ info@klaerschlam-mv.de

🌐 klaerschlam-mv.de



Potenzialbestimmung organischer Abfallströme aus Haushaltungen in Deutschland und Mecklenburg-Vorpommern

Zusammenfassung: Das Aufkommen an organischen Abfällen aus Haushaltungen in den Landkreisen und kreisfreien Städten Mecklenburg-Vorpommerns unterliegt diversen Einflussfaktoren wie beispielsweise Jahreszeit und Erfassungsrate. Aufbauend auf statistische Daten der deutschen Landkreise und kreisfreien Städte wurde eine Berechnungsmethode entwickelt, um das stoffliche und energetische Potenzial organischer Abfälle aus Haushaltungen zu prognostizieren. Des Weiteren besteht erstmals durch die entwickelte Methodik die Möglichkeit zur Bestimmung des variablen Grüngutanteils innerhalb der Abfallerfassung und deren Wechselwirkung mit Biogut und Grüngut in der häuslichen Erfassung von organischen Abfällen.

1 Einführung

Deutschlandweit wurden im Jahr 2020 in den Haushalten der kreisfreien Städte und Landkreise 10.634.192 Mio. Mg organische Abfälle in Form von Biogut (5.300.612 Mio. Mg) oder Grüngut (5.333.580 Mio. Mg) erfasst und einer kontrollierten aeroben und/oder anaeroben Behandlung zugeführt (STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (2022)). Herausfordernd bei der Planung und Auslegung dieser Behandlungsanlagen ist, dass das Aufkommen an erfassbaren organischen Abfällen insbesondere auf Kreisebene oftmals unklar ist, erfasste Mengen stark divergieren in benachbarten Landkreisen und Städten und die Planung von Logistikkonzepten und biologischen Behandlungsanlagen somit erschwert werden.

In folgender Abb. ist das Aufkommen an organischen Abfällen visualisiert. Es ist feststellbar, dass die haushaltsstämmigen erfassten organischen Abfälle in den kreisfreien Städten und Landkreisen aus verschiedenen Anteilen Biogut und Grüngut bestehen. Im Jahr 2020 generierte jeder Einwohner der Bundesrepublik Deutschland im Durchschnitt 125 kg organische Abfälle von denen 62 kg aus der Bioguterfassung stammen und 63 kg aus einer Grünguterfassung. Aus der Abb. wird ersichtlich, dass es ebenfalls zu teils deutlichen Unterschieden beim einwohnerspezifischen Abfallaufkommen innerhalb der Landkreise und kreisfreien Städte kommt. Die erfassbaren Mengen an organischen Abfällen sind abhängig von verschiedenen Einflussfaktoren wie beispielsweise Sammel- und Gebührensystem, Abfuhrintervall sowie Behältergröße. Der Einflussfaktor mit der höchsten Relevanz ist aber die Bevölkerungsdichte (vgl. SPRAFKE (2021)). Die Bevölkerungsdichte errechnet sich aus der Wohnbaufläche sowie der Einwohnerzahl im betrachteten Landkreis bzw. innerhalb der kreisfreien Stadt und wird angegeben in Einwohner je Hektar Wohnbaufläche und unterscheidet sich damit von der geläufigen Bevölkerungsdichte, welche Hektar-, Boden- oder Siedlungs-

fläche als Bezugsgröße hat. Die Parameterbestimmung der Bevölkerungsdichte aus Bodenflächen sowie Siedlungsflächen eignet sich nicht, da die Flächen im Gegensatz zur Wohnbaufläche stärkeren Einflüssen aus weiteren Flächennutzungsarten unterliegen.

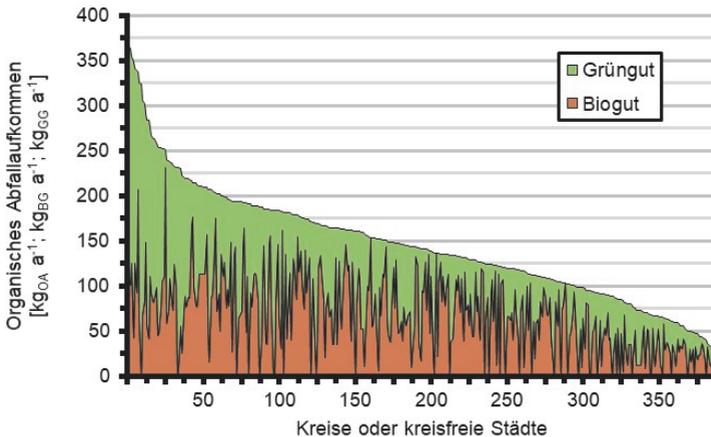


Abb.1: Ist-Zustand der organischen Abfallbehandlung aus Haushaltungen (Bezugsjahr: 2020)¹

Das deutschlandweit aktuell erfasste einwohnerspezifische Aufkommen ergibt sich aus den Daten der öffentlich-rechtlichen Abfallentsorgung sowie der aktuellen Bevölkerung (STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (2022)). Das einwohnerspezifische Aufkommen an organischen Abfällen lag im Jahr 2020 zwischen 8 und 846 kg, das Biogut aufkommen zwischen 0 und 230 kg sowie das Grüngut aufkommen zwischen 0 und 777 kg je Einwohner (vgl. Abb. 1).

Die einwohnerspezifische erfasste Menge an organischen Abfällen in Mecklenburg-Vorpommern variiert im gleichen Zeitraum zwischen 22 kg im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte und 170 kg im Landkreis Ludwigslust-Parchim. Insgesamt wurden im Jahr 2020 ca. 151.742 Mg organische Abfälle aus Haushaltungen gesammelt und einer stofflichen und/oder energetischen Verwertung zugeführt.

¹ gekürzter Datensatz

Tab. 1: Ist-Zustand der organischen Abfallerfassung aus Haushaltungen innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns (Bezugsjahr: 2020)

Gebiet	Organische Abfälle		Grüngut		Biogut	
	Mg _{OA} a ⁻¹	kg _{OA} EW ⁻¹	Mg _{GG} a ⁻¹	kg _{GG} EW ⁻¹	Mg _{BG} a ⁻¹	kg _{BG} EW ⁻¹
HRO	21.125	101	11.121	53	10.004	48
SN	9.105	95	1.358	14	7.747	81
MSE	5.788	22	3.778	15	2.010	8
LRO	6.526	30	2.500	12	4.026	19
VR	28.430	126	1.524	7	26.906	119
NWM	23.119	146	16.913	107	6.206	39
VG	21.731	92	21.731	92	0	0
LUP	35.918	170	35.184	166	734	3
MV	151.742	94	94.109	58	57.633	36

HRO = Stadt Rostock; SN = Stadt Schwerin; LUP = Landkreis Ludwigslust-Parchim; MSE = Landkreis Mecklenburgische Seenplatte; LRO = Landkreis Rostock; VR = Landkreis Vorpommern-Rügen; NWM = Landkreis Nordwestmecklenburg; VG = Landkreis Vorpommern-Greifswald; MV = Mecklenburg-Vorpommern

Es ist festzuhalten, dass in den Landkreisen und kreisfreien Städten häufig eine Kombination aus Biogut- und Grünguterfassung vorzufinden ist. Da es Wechselwirkungen zwischen Biogut- und Grünguterfassung gibt, ist es zweckdienlich, eine Differenzierung zwischen den Komponenten dieser Teilströme vorzunehmen, die in folgender Abb. dargestellt ist. Dabei kann unterschieden werden zwischen dem Teilstrom der Nahrungs- und Küchenabfälle, dem variablen Grüngutanteil sowie dem invariablen Grüngutanteil. Der variable Grüngutanteil ergibt sich vorwiegend aus krautigen Grüngut und kann durch eine Biogutsammlung und/oder Grüngutsammlung erfasst werden. Invariables Grüngut kann nur mittels Grüngutsammlung erfasst werden und nicht durch eine Biogutsammlung. Nahrungs- und Küchenabfälle sind vorwiegend nur durch eine Biogutsammlung oder durch eine Restmüllsammlung zu erfassen. Als zusätzliche Herausforderung hat sich gezeigt, dass durch die Teilfraktion der Nahrungs- und Küchenabfälle ein Großteil der Stör- und Fremdstoffe ins Biogut eingetragen wird, was die Qualität der Gärprodukte maßgeblich beeinflusst.

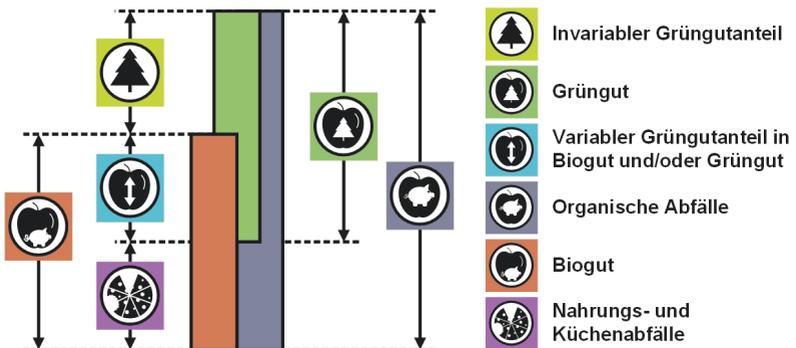


Abb. 2: Teilfraktionen organischer Abfälle aus Haushaltungen

Unter Berücksichtigung der Wechselbeziehungen der Teilfraktionen ist festzuhalten, dass um den Ist-Zustand in einem Landkreis oder einer kreisfreien Stadt zu ermitteln, folgende Formel verwendet werden kann:

Ist-Zustand:
$$m_{EW,OA} = m_{EW,GG} + m_{EW,BG}$$

$m_{EW,OA}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an organischen Abfällen

$m_{EW,GG}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an Grüngut

$m_{EW,BG}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an Biogut

Um das Potenzial auf regionaler Ebene zu bestimmen, muss hingegen folgende Formel verwendet werden:

Potenzial:
$$m_{EW,OA} = m_{EW,GG-IV} + m_{EW,GG-V} + m_{EW,NK}$$

$m_{EW,GG-IV}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an invariablen Grüngut

$m_{EW,GG-V}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an variablen Grüngut

$m_{EW,NK}$ = Einwohnerspezifisches Aufkommen an Nahrungs- und Küchenabfällen

Die Klassifizierung nach Siedlungsstrukturen (Tab. 2) ermöglicht es, das stoffliche Potenzial an organischen Abfällen für Deutschland zu bestimmen. Die genaue Vorgehensweise bei der Potenzialbestimmung ist im Rahmen der Promotionschrift von SPRAFKE (2021) beschrieben.

Tab. 2: Siedlungsstrukturen

Siedlungsstruktur		Bevölkerungsdichte	
		[EW ha _{WB} ⁻¹]	
		Minimum	Maximum
1	Kernstädte	≥150	
2	Hochverdichtete Kreise	100	150
3	Verdichtete Kreise	50	100
4	Ländliche Kreise	< 50	

Ausgehend von der Klassifizierung der Landkreise und kreisfreien Städte lässt sich nach Trimmung der Datensätze, zur Minimierung des Einflusses durch singuläre Ereignisse, Fehler in der Datenerfassung und Ausreißer das maximale einwohnerspezifische Biogutafkommen mit folgender Formel berechnen:

Biogut: $m_{EW,BG (Max.)} = -0,97x + 200$ (für $0 < x \leq 172 \text{ EW/ha}_{WB}$)

$m_{EW,BG}$ = Einwohnerspezifisches Biogutafkommen [$\text{kg}_{BG} \text{ a}^{-1}$]

x = Bevölkerungsdichte [EW ha_{WB}^{-1}]

Hinweis: Wenn $x > 172 \text{ EW ha}_{WB}^{-1}$ dann $m_{EW,BG} \geq 33 \text{ kg}_{BG} \text{ a}^{-1}$

Das Grüngutafkommen lässt sich mit folgender Formel bestimmen:

Grüngut: $m_{EW,GG (Max.)} = -1,59x + 298$ (für $0 < x \leq 183 \text{ EW/ha}_{WB}$)

$m_{EW,GG}$ = Einwohnerspezifisches Grüngutafkommen [$\text{kg}_{GG} \text{ a}^{-1}$]

x = Bevölkerungsdichte [EW ha_{WB}^{-1}]

Hinweis: Wenn $x > 183 \text{ EW ha}_{WB}^{-1}$ dann $m_{EW,GG} = 7 \text{ kg}_{GG} \text{ a}^{-1}$

Das auf Ebene der kreisfreien Städte und Landkreise aus der getrennten Erfassung von Bio- und Grüngut resultierende organische Abfallafkommen errechnet sich mit folgender Formel:

Organische Abfälle:

$m_{EW,OA (Max.)} = -1,86x + 375$ (für $0 < x \leq 180 \text{ EW/ha}_{WB}$)

$m_{EW,OA (Max.)}$ = Maximales einwohnerspezifisches Aufkommen getrennt erfasster organischer Abfälle [$\text{kg}_{OA} \text{ a}^{-1}$]

x = Bevölkerungsdichte [EW ha_{WB}^{-1}]

Hinweis: Wenn $x > 180 \text{ EW ha}_{WB}^{-1}$ dann $m_{EW,OA} = m_{EW,BG} + m_{EW,GG}$

Ausgehend von der ermittelten Bevölkerungsdichte der Landkreise und kreisfreien Städte ergeben sich folgende Potenziale für Deutschland im Jahr 2020. Deutschlandweit sind mehr als 19 Mio. Mg organische Abfälle aus Haushaltungen erfassbar. Die erfassten Mengen variieren dabei deutlich zwischen städtisch und ländlich geprägten Regionen innerhalb Deutschlands.

Tab. 3: Prognose des organischen Abfallaufkommens aus Haushaltungen

Organischer Abfall/ Teilfraktion	Einwohnerspezifisches Abfallaufkommen [kg a ⁻¹]		Gesamtaufkommen [Mg a ⁻¹]	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Organische Abfälle	40	341	19.222.800	
Biogut	33	182	4.670.296	10.406.272
Grüngut	7	269	8.846.528	14.552.503
Variables Grüngut	-	110	5.735.975	
Invariables Grüngut	7	159	8.846.528	
Nahrungs- und Küchenabfälle	30	72	4.670.296	

Unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen der Teilfraktionen können folgende Aussagen für Deutschland bezüglich der durchschnittlich erfassbaren organischen Abfallmenge getroffen werden:

- Das prognostizierte Aufkommen an **organischen Abfällen** aus Haushaltungen liegt bei 19.222.800 Mg im Jahr
 - Prognoseeinwohnerspezifisches Abfallaufkommen: 231 kg_{OA} a⁻¹
 - Ist-Zustand: 126 kg_{OA} a⁻¹
 - Genutztes Potenzial: 54 %
- Das prognostizierte Aufkommen an **Biogut** liegt in Abhängigkeit vom variablen Grüngutanteil im Biogut zwischen 4.670.295 und 10.406.272 Mg im Jahr.
 - Prognose einwohnerspezifisches Abfallaufkommen: 125 kg_{BG} a⁻¹
 - Ist-Zustand: 62 kg_{BG} a⁻¹
 - Genutztes Potenzial: 50 %
 - Anteil an Nahrungs- und Küchenabfall im Biogut: 56 kg_{NK} a⁻¹
 - Aufkommen an variablen Grüngut
 - (Anteil GG-V in BG oder GG): 69 kg_{GG-V} a⁻¹
 - Geschätzter Anteil NuK im BG: 45 %
- Das prognostizierte Aufkommen an **Grüngut** liegt in Abhängigkeit vom variablen Grüngutanteil im Grüngut zwischen 8.846.528 und 14.552.503 Mg im Jahr
 - Prognose einwohnerspezifisches Abfallaufkommen: 175 kg_{GG} a⁻¹
 - Ist-Zustand: 62 kg_{GG} a⁻¹
 - Genutztes Potenzial: 36 %
 - Aufkommen an invariablen Grüngut: 106 kg_{GG-IV} a⁻¹
 - Mindestpotenzial (Anteil GG-IV im GG): 61 %

2 Biogut

Ausgehend von der Potenzialanalyse für Biogut ist festzuhalten, dass die Landkreise und kreisfreien Städte innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns Biogut im unterschiedlichen Maße erfassen. Die kreisfreien Städte Schwerin und

Rostock haben bezüglich Biogut sehr gute Erfassungsquoten von 89 bzw. 90 %. Ebenfalls wird im Landkreis Vorpommern-Rügen das Potenzial zu 72 % ausgeschöpft. Die restlichen Landkreise im Bundesland besitzen noch hohes Potenzial bei der Bioguterfassung wie aus Tab. 4 und folgender Abb. ersichtlich.

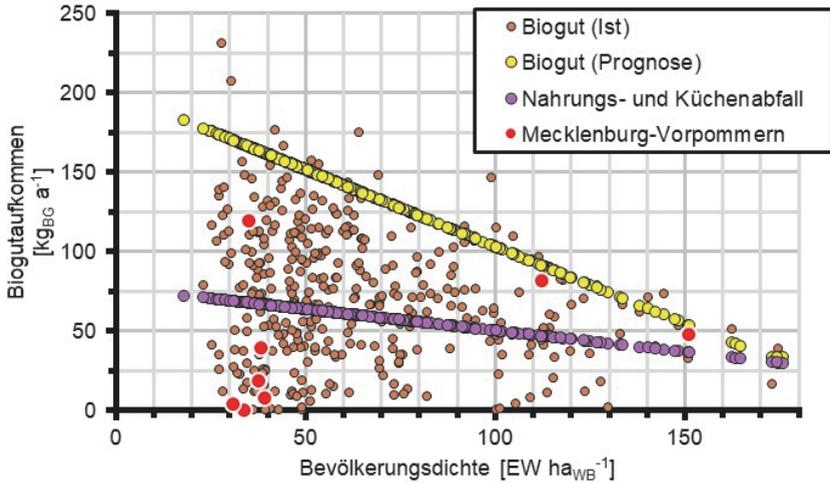


Abb. 3: Spezifisches Biogutaufkommen in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte (Bezugsjahr: 2020)

Ebenfalls ist der Einfluss des Anonymisierungsgrades auf das spezifische Aufkommen an Nahrungs- und Küchenabfällen erkennbar. Das sinkende Aufkommen resultiert aus der Entsorgung der Nahrungs- und Küchenabfälle in der Restmülltonne.

Tab. 4: Spezifisches Biogutaufkommen in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte
(Bezugsjahr: 2020)

Gebiet	Ist-Wert		Prognose		Genutztes Potenzial
	Mg _{BG} a ⁻¹	kg _{BG} EW ⁻¹	Mg _{BG} a ⁻¹	kg _{BG} EW ⁻¹	
HRO	10.004	48	11.158	53	90%
SN	7.747	81	8.690	91	89%
VR	26.906	119	37.375	166	72%
NWM	6.206	39	25.694	163	24%
LRO	4.026	19	35.471	163	11%
MSE	2.010	8	41.766	162	5%
LUP	734	3	35.995	170	2%
VG	0	0	39.395	167	0%
MV	57.633	36	235.544	146	24%

3 Grüngut

Mit Ausnahme der Hanse- und Universitätsstadt Rostock sowie dem Landkreis Ludwigslust-Parchim wurden in allen anderen kreisfreien Städten und Landkreisen das Mindestpotenzial an Grüngut nicht erfasst. Das genutzte Gesamtpotenzial liegt bei lediglich 28 % und zeigt das ein Großteil der Gartenabfälle außerhalb geordneter Entsorgungsstrukturen beispielsweise in Eigen- oder Gruppenkompostierung behandelt oder entsorgt wird. Deutschlandweit ist ebenfalls festzuhalten, dass Grüngut nur partiell erfasst wird und große Mengenströme nicht durch Entsorgungsunternehmen behandelt werden. Damit ist das stoffliche Potenzial von Grüngut zur Substitution konventioneller Düngemittel weitestgehend unerschlossen.

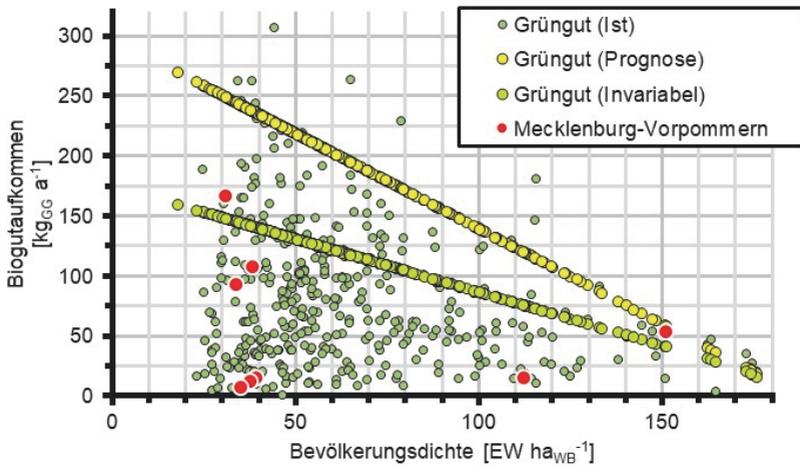


Abb. 4: Spezifisches Grüngutaufkommen in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte (Bezugsjahr: 2020)

Tab. 5: Spezifisches Grüngutaufkommen in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte (Bezugsjahr: 2020)

Gebiet	Ist-Wert		Prognose		Genutztes Potenzial
	Mg _{GG} a ⁻¹	kg _{GG} EW ⁻¹	Mg _{GG} a ⁻¹	kg _{GG} EW ⁻¹	
HRO	11.121	53	12.052	58	92%
LUP	35.184	166	52.682	249	67%
NWM	16.913	107	37.403	237	45%
VG	21.731	92	57.541	244	38%
SN	1.358	14	11.392	119	12%
MSE	3.778	15	60.763	235	6%
LRO	2.500	12	51.667	238	5%
VR	1.524	7	54.540	242	3%
MV	94.109	58	338.040	210	28%

4 Organische Abfälle

Unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen den Teilströmen ergibt sich ein jährliches Potenzial von 437.962 Mg von den zurzeit 35 % ausgeschöpft werden. Unter Gesichtspunkten einer deutlichen Mengensteigerung bei den

erfassten Mengen, bildet der Ausbau der Grünguterfassung die Vorzugsvariante auch unter Aspekten der Sortenreinheit der Produkte der aeroben Behandlung und deren Nutzung auf landwirtschaftlichen Flächen.

Tab. 6: Organische Abfallmengen aus Haushaltungen in Landkreisen und kreisfreien Städten Mecklenburg-Vorpommerns (Bezugsjahr: 2020)

Gebiet	Organischer Abfall				Potenzial an organischen Abfällen	Genutztes Potenzial
	Ist-Wert	Grüngut		Biogut		
		Grüngut (Invariabel)	Grüngut (Variabel)	Nahrungs- und Küchenabfall	$Mg_{OA} a^{-1}$	
	$Mg_{OA} a^{-1}$	$Mg_{GG-IV} a^{-1}$	$Mg_{GG-V} a^{-1}$	$Mg_{NK} a^{-1}$	$Mg_{OA} a^{-1}$	
HRO	21.125	8.459,29	3.592,63	7.564,97	19.617	108%
SN	9.105	7.160,33	4.231,96	4.458,26	15.851	57%
LUP	35.918	31.224,78	21.457,32	14.537,90	67.220	53%
NWM	23.119	22.230,97	15.172,20	10.521,43	47.925	48%
VR	28.430	32.375,79	22.164,40	15.210,80	69.751	41%
VG	21.731	34.140,67	23.400,39	15.994,64	73.536	30%
LRO	6.526	30.699,27	20.967,47	14.503,48	66.170	10%
MSE	5.788	36.126,57	24.636,09	17.129,92	77.893	7%
MV	151.742	202.418	135.622	99.921	437.962	35%

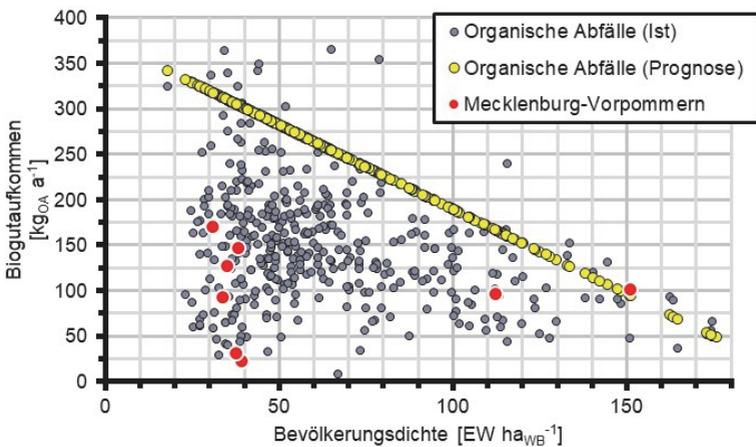


Abb. 5: Spezifisches organisches Abfallaufkommen in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte (Bezugsjahr: 2020)

Das prognostizierte Aufkommen an organischen Abfällen beträgt durchschnittlich je Einwohner 230 kg (siehe Abb.) und bildet sich vorwiegend aus den variablen und invariablen Grüngutanteil der Landkreise und kreisfreien Städte.

Aus Abb. 6 ist ersichtlich, dass der invariable Grüngutanteil bis zu einer Bevölkerungsdichte von ca. 160 die dominierende Fraktion in Rahmen der organischen Abfallerfassung aus Haushaltungen darstellt. Ebenfalls ist zu erkennen, dass die Grüngutanteile im Biogut mit steigender Bevölkerungsdichte abnehmen während die Anteile an Nahrungs- und Küchenabfällen steigen. Festzuhalten ist, dass die stofflichen und energetischen Eigenschaften von organischen Abfällen durch die volatilen Anteile an Grüngut sowie an Nahrungs- und Küchenabfällen bestimmt werden. Durch die Einführung der Biotonne wird vorwiegend krautiges Grüngut erfasst und der invariable, vorwiegend holzige, Grüngutanteil wird davon nicht beeinflusst. Damit liegt eine Stoffstromverlagerung weitestgehend nur bei krautigem Biogut, Nahrungs- und Küchenabfällen und der Restabfallfassung bzw. der systemfernen Entsorgung und Behandlung vor.

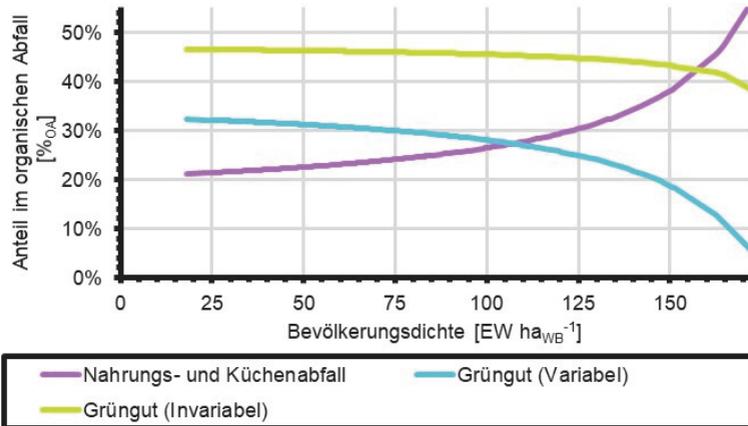


Abb. 6: Wechselwirkungen organischer Abfallströme

5 Zusammenfassung

Die Erfassung, Behandlung und Vermarktung organischer Abfallströme in Deutschland und Mecklenburg-Vorpommern besitzen hohe Ausbaupotenziale. Ein Großteil der Landkreise und kreisfreien Städte hat eine simultane Erfassung von Biogut und Grüngut eingeführt und Strukturen zur Behandlung organischer Abfallströme aufgebaut. Um das maximale Potenzial an organischen Abfällen zu nutzen, ist mindestens eine flächendeckende Grüngutsammlung aufzubauen unter der Annahme, dass Nahrungs- und Küchenabfälle über eine Restabfallfassung gesammelt werden.

Literatur/Quellen

SPRAFKE, JAN (2021): Potenziale der biologischen Behandlung von organischen Abfällen zur Sektorenkopplung. - Rostock : Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Professur Abfall- und Stromwirtschaft, 188 Seiten; DOI: 10.18453/rosdok_id00003118

STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (2022): Regionaldatenbank Deutschland. Online verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de>, Zuletzt geprüft am 09.05.2022.

Kontakt

Dr.-Ing. Jan Sprafke

Universität Rostock
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49 (0)381.498-3417 | ✉ jan.sprafke@uni-rostock.de

🌐 www.auf.uni-rostock.de/aw

Prozesswässer aus der hydrothermalen Karbonisierung (HTC) von Abfällen

Möglichkeiten der Aufbereitung und Nährstoffrückgewinnung

Zusammenfassung: Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist eine vielversprechende Alternative zur weit verbreiteten thermischen Klärschlammverwertung. Wasser ist bei der HTC nicht nur das umgebende Medium, sondern auch Reaktionspartner und Lösungsmittel. Aus diesem Grund entsteht neben dem Biomassekarbonisat als Hauptprodukt (auch HTC-Kohle genannt) auch eine signifikante Menge an Prozesswasser. Der Prozesswasseranfall variiert unter anderem von der eingesetzten Biomasse. Das Prozesswasser ist heterogen zusammengesetzt und mit CSB-Konzentrationen zwischen 5 und 74 g/l organisch belastet. Das CSB/BSB5-Verhältnis liegt in günstigen Fällen bei 2, in der Regel jedoch bei 3-4, welches eine biologische Abbaubarkeit erschweren kann. Neben den organischen Inhaltsstoffen enthält das Prozesswasser aber auch Nährstoffe, die man zurückgewinnen kann. Dies zu erreichen ist Ziel des laufenden Forschungsprojekts, welches gemeinsam mit der HTCycle AG durchgeführt wird. In gekoppelten Labor- und Technikumsversuchen sollen zunächst kommunale Klärschlämme karbonisiert werden. Nach anschließender Fest-/Flüssigtrennung sollen die Abwässer aus der HTC analysiert und aufbereitet werden. Als Ziel wird die zuverlässige Aufbereitung für die geforderte Indirekteinleiterqualität sowie Rückgewinnung von Nährstoffen aus den HTC-Prozesswässern angestrebt. Die Nährstoffe sollen in ein düngefähiges Rezyklat überführt und für mögliche Pflanzversuchen bereitgestellt werden. Schlussendlich soll ein stabiles und reproduzierbares Konzept zur Aufbereitung und Nährstoffrückgewinnung vorliegen, welches in den technischen Maßstab umgesetzt und angewendet werden kann.

1 Einleitung

Klärschlämme sind nach AbfKlärV, 2017 Abfälle aus der abgeschlossenen Behandlung von Abwasser in Abwasserbehandlungsanlagen. Eine dauerhafte und verlässliche Verwertung der Klärschlämme ist unbedingt erforderlich. Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) stellt eine vielversprechende Alternative zur Verwertung von Klärschlämmen dar. Das Verfahren ist ein allothermer thermochemischer Konversionsprozess, also ein Umwandlungsprozess der Wärme erfordert [BAERNS ET AL., 2013]. Abfälle und Biomassen werden durch die HTC in ein Biomassekarbonisat (auch HTC-Kohle genannt), umgewandelt. Im Gegensatz zu den bekannten thermo-chemischen Verfahren wie Verbrennung und Pyrolyse sind hydrothermale Verfahren besonders gut für feuchte, wässrige Biomassen und Abfälle, wie eben Klärschlamm geeignet. Wasser ist bei der HTC-Reaktion das umgebende Medium, Reaktionspartner und Lösemittel [KRUSE ET AL., 2013].

Als Ergebnis des HTC-Prozesses entsteht ein HTC-Kohle-/Wassergemisch. Die HTC-Kohle lässt sich von der Zusammensetzung in etwa mit Braunkohle vergleichen [FETTIG ET AL., 2015].

2 HTC-Prozesswasser

Neben der HTC-Kohle als Hauptprodukt fällt während des HTC-Prozesses eine signifikante Menge an Prozesswasser an, da Wasser bei der HTC-Reaktion das umgebende Medium ist. Verschiedene vorausgehende wissenschaftliche Arbeiten wie von BLÖHSE, 2017 zeigten, dass die Menge des bei der HTC anfallenden HTC-Prozesswassers vom Wassergehalt des Ausgangsmaterials sowie der Prozessführung abhängig ist. Im HTC-Prozesswasser sind viele organische Stoffe vorhanden, darunter organische Säuren wie Essigsäure, Propionsäure oder Lävulinsäure sowie phenolische und aromatische Verbindungen wie 5-HMF und Furfural [DANSO-BOATENG ET AL., 2015]. Die organische Belastung des Prozesswassers kann mit den aus der Abwasseranalytik gebräuchlichen Analysenparametern CSB, BSB₅, TOC und DOC untersucht werden. In der nachfolgenden Tab. 1 wird eine exemplarische Analyse eines HTC-Prozesswassers aus der HTC von Klärschlamm aufgezeigt.

Tab. 1: Analyse eines HTC-Prozesswassers aus der HTC von Klärschlamm
[Analysedaten der HTCcycle AG]

Parameter	Bestimmungsmethode	Einheit	Ergebnis
pH-Wert	DIN 38404-5: 2009-07		5,30
CSB	DIN 38409-41: 1980-12	mg/l	33.800,00
BSB ₅ (abgesetzt)	DIN EN 1899-1: 1998-05	mg/l	12.000,00
Wasserdampfvlüchtige organische Säuren, berechnet als Essigsäure	DIN 38414-19: 1999-12	mg/kg	2.289,00
DOC	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	14.000,00
TIC	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	8,50
Chlorid	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	95,40
Sulfat	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	3.040,00
Nitrat	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	< 0,50
Ammonium	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	1.400,00
Ammonium-N	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	1.100,00
Kjeldahl-Stickstoff	DIN EN 1484: 1997-08	mg/l	3.100,00
ortho-Phosphat	DIN EN ISO 10304-1: 2009-07	mg/l	662,00
ortho-Phosphat als Phosphor	DIN EN ISO 10304-1: 2009-07	mg/l	216,00

3 Konzept zur Aufbereitung der HTC-Prozesswässer

Das HTC-Prozesswasser ist heterogen zusammengesetzt und mit CSB-Konzentrationen zwischen 5 und 74 g/l organisch belastet [BLÖHSE, 2017]. Ohne Behandlung und Einleitung in ein Gewässer oder Vorfluter würde das Prozesswasser ein Umweltrisiko darstellen [WIRTH ET AL., 2015B]. Die Prozesswässer

müssen daher behandelt werden. Neben den organischen Inhaltsstoffen enthält das Prozesswasser aber auch Nährstoffe, die zurückgewonnen werden können. Dies zu erreichen, ist Ziel des Promotionsprojekts. Eigene Voruntersuchungen ergaben, dass das HTC-Prozesswasser teilweise gut biologisch behandelbar ist, wovon sich die anaerobe Abwasserbehandlung bewährte. Studien wie die von BLÖHSE, 2017 oder WIRTH ET AL., 2015A beobachteten ähnliches. Basierend auf den langjährigen Erkenntnissen aus der Praxis und ausführliche Studien der wissenschaftlichen Erkenntnisse wurde ein Konzept zur Aufbereitung und Nährstoffrückgewinnung von Prozesswässern aus der hydrothermalen Karbonisierung von Abfällen erstellt. Dieses beinhaltet verschiedene Behandlungsstufen, bestehend aus biologischen, chemischen und physikalischen Aufbereitungsschritten. Die Abb. 1 stellt das Konzept als Fließbild dar.

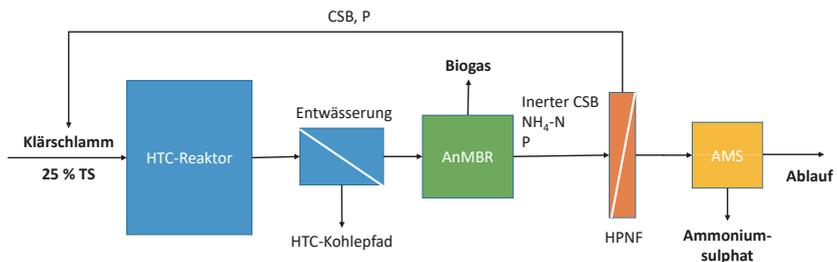


Abb. 1: Angedachtes Konzept zur Aufbereitung der HTC-Prozesswässer

In der ersten Stufe soll das HTC-Prozesswasser anaerob behandelt werden (mesophil), wodurch ein Teil des CSB abgebaut und in energetisch nutzbares Biogas umgewandelt wird. Eine anaerobe Behandlung führt zu einer CSB-Elimination von 50 - 60 %, weshalb nachfolgend eine Nanofiltration zur weiteren Reduzierung des CSB geplant ist. Es entstehen auf der einen Seite ein aufbereitetes Permeat und auf der anderen Seite ein organisch hoch belastetes Konzentrat. Das Konzentrat soll in den hydrothermalen Karbonisierungsprozess zurückgeführt werden, um die Kohlenstoffeffizienz zu erhöhen. Die dritte und letzte Stufe dient der Rückgewinnung des im vorbehandelten Prozesswassers enthaltenen Ammoniumstickstoffs. Dies soll über ein Membranverfahren durch Überführung in Ammoniumsulfat geschehen (siehe Abb. 2).

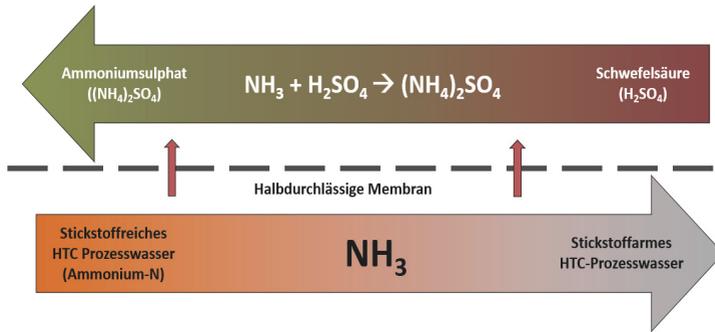


Abb. 2: Rückgewinnung von Ammoniumsulfat über Membranverfahren

In gekoppelten Labor- und Technikumsversuchen sollen kommunale Klärschlämme karbonisiert werden. Nach anschließender Fest-/Flüssigtrennung sollen die HTC-Prozesswasser analysiert und aufbereitet werden. Als Ziel wird die zuverlässige Aufbereitung auf die geforderte Indirekteinleiterqualität sowie Rückgewinnung von Nährstoffen aus den HTC-Prozesswassern angestrebt. Diese Nährstoffe sollen in ein düngegängiges Rezyklat überführt und für mögliche Pflanzversuche bereitgestellt werden. Schlussendlich soll ein stabiles und reproduzierbares Konzept zur Aufbereitung und Nährstoffrückgewinnung vorliegen, welches in den technischen Maßstab umgesetzt und angewendet werden kann. Das Promotionsvorhaben wird gemeinsam mit der HTCycle AG mit Sitz in Relzow, Mecklenburg-Vorpommern durchgeführt. HTCycle AG hat es sich zum Ziel gesetzt, Klärschlämme und andere feuchte Abfälle mit Hilfe der hydrothermalen Karbonisierung zu verwerten. Dabei sollen in nachgeschalteten Downstream-Prozessen alle verfügbaren Nährstoffe zurückgewonnen werden, um diese dem Nährstoffkreislauf wieder verfügbar zu machen.

Literatur/Quellen

- Baerns, M. et al. (2013): Technische Chemie. Zweite Auflage. Wiley-VCH Verlag, Weinheim.
- Blöhse, D. (2017): Hydrothermale Karbonisierung - Nutzen dieser Konversionstechnik für die optimierte Entsorgung feuchter Massenreststoffe. Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Ingenieurwissenschaften. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:hbz:464-20171218-111432-5>
- Danso-Boateng, E. et al. (2015): Hydrothermal carbonisation of sewage sludge: Effect of process conditions on product characteristics and methane production. *Bioresource Technology*, Volume 177, 2015. 318-327. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.11.096>
- Fettig, J. et al. (2015): Ein Konzept zur Behandlung von Prozesswässern aus der Hydrothermalen Carbonisierung. *Korrespondenz Abwasser, Abfall* 2015 (62) Nr. 6. <https://doi.org/10.3242/kae2015.06.003>

- Kambo, H. S. et al. (2018): Process Water from the Hydrothermal Carbonization of Biomass: A Waste or a Valuable Product?. Waste Biomass Valor 9, 1181–1189 (2018). <https://doi.org/10.1007/s12649-017-9914-0>
- Klärschlammverordnung (AbfKlärV) vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465), die zuletzt durch Artikel 137 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.
- Kruse, A. et al. (2013): Hydrothermal conversion of biomass to fuels and energetic materials. Current Opinion in Chemical Biology, Volume 17, Issue 3, 2013, 515–521. <https://doi.org/10.1016/j.cbpa.2013.05.004>
- Wirth, B. et al. (2015A): Anaerobic degradation of increased phenol concentrations in batch assays. Environ Sci Pollut Res 22, 19048–19059 (2015). <https://doi.org/10.1007/s11356-015-5100-8>
- Wirth, B. et al. (2015B): Influence of digestion temperature and organic loading rate on the continuous anaerobic treatment of process liquor from hydrothermal carbonization of sewage sludge. Bioresour Technol. 2015 Dec; 198:215-22. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.09.022>

Kontakt

M.Sc. Tommy Ender

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49(0)381.498-3417 | ✉ tommy.ender@uni-rostock.de

Dipl.-Ing. Stepan Kusche

HTCycle AG
Libnower Landstraße 1-3, 17390 Murchin

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

und

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige gGmbH (DBFZ),
Leipzig



16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

B I O E N E R G I E – nachhaltige Beiträge
für eine klimaneutrale Zukunft!

Schirmherr: Reinhard Meyer

Minister für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit
Mecklenburg-Vorpommern

Veranstalter

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio



Mecklenburg-Vorpommern
Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft
und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern (LFA)

Das 16. Rostocker Bioenergieforum wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Diese Veranstaltung wird weiterhin gefördert durch:



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN



Vorwort

Gemäß Koalitionsvertrag der von SPD, Grünen und FDP geführten Bundesregierung soll der Klimaschutz künftig eine zentrale Leitlinie der Entwicklung in Deutschland sein. Die Klimaneutralität soll – wie im Klimaschutzgesetz vorgegeben – bis 2045 nun wirklich erreicht werden. Dies wird aber nur gelingen, wenn die vielen guten Ansätze im Koalitionsvertrag jetzt sehr schnell mit den erforderlichen konkreten Maßnahmen hinterlegt und diese dann auch noch sehr rasch in die Praxis umgesetzt werden. Sonst wird schon das mittelfristige Ziel, die Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu verringern, sicher nicht erreicht. Noch ambitionierter gehen Mecklenburg-Vorpommern und Rostock voran, wo die Treibhausgasneutralität bereits für 2040 bzw. 2035 angestrebt wird. Das heißt der Handlungsdruck ist sehr groß. Aber wie geht es nun weiter und was kann bzw. muss die stoffliche und energetische Nutzung von Biomasse dazu beitragen?

Zunächst muss die Energieversorgung Deutschlands im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung in den nächsten zwei Jahrzehnten vollständig auf regenerative Energieträger umgestellt werden. Ebenfalls müssen petrobasierte organische Grundstoffe durch möglichst weitgehend biobasierte Eingangsstoffe substituiert werden. Dieses ambitionierte Ziel der langfristigen Integration von Biomasse und Reststoffen in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomiesystem ist nur erreichbar, wenn dabei Biomasse effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird. Es sind zudem konsequente Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen erforderlich, neue Technologiekonzepte und Formen der Kaskadennutzung werden ebenso benötigt wie „negative“ Emissionen. Die stoffliche und energetische Kopplung und Kaskadennutzung biogener Ressourcen ist zentrales Element einer klimaneutralen Bioökonomie. Biomasse ist dabei vorzugsweise aus nachhaltigem Anbau und Reststoffströmen bereitzustellen.

Derzeit (Stand 2020) erzeugen wir in Deutschland aus EE aber erst 19 % der benötigten Endenergie. Aus Biomasse bereitgestellte Energie hat bei einem Anteil von etwa 52 % der EE eine besondere Bedeutung im Energiesystem, die oftmals im öffentlichen Diskurs unerwähnt bleibt. Bezogen auf die Einsatzgebiete waren dies 2020 rund 20 % an der Bruttostromerzeugung sowie rund 86 % der erneuerbaren Wärme im Endenergieverbrauch. Bei der Umstellung z.B. der chemischen Industrie auf Nachwachsende Rohstoffe sind wir mit einem Anteil von < 15 % ebenfalls noch am Anfang, d.h. > 85 % der Rohstoffbasis sind fossiler Natur (alleine 75 % Erdöl). Hier sind künftig auch PtX-Konzepte gefragt, die z.B. die CO₂-Emissionen, vorzugsweise aus der energetischen Nutzung von Biomasse, als Basis für neue Produkte nutzen.

In Mecklenburg-Vorpommern aber auch in anderen Bundesländern existieren bereits gute Beispiele in der Praxis, die neben den wissenschaftlichen Forschungsergebnissen präsentiert und diskutiert werden sollen. Insbesondere das direkte Gespräch zwischen Forschern, Praktikern und Politikern soll zu einem Erkenntnisgewinn für alle und zu neuen Lösungsansätzen führen. Das inzwischen etablierte Rostocker Bioenergieforum bietet dafür eine ideale Plattform.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Nelles', with a large, sweeping flourish at the end.

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Professur für Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Universität Rostock

Wissenschaftlicher Geschäftsführer
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

PLENARVORTRÄGE

FACHÜBERGREIFEND

Michael Nelles, Elena Angelova, Karen Deprie, Kati Görsch,
Ingo Hartmann, Benjamin Herklotz, Peter Kornatz, Volker Lenz,
Franziska Müller-Langer, Friederike Naegeli de Torres, Sven Schaller,
Satyanarayana Narra, Nadja Rensberg, Daniela Thrän

Smart Bioenergy

Die Rolle der energetischen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen bei der Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft

Zusammenfassung: Deutschland strebt für das Jahr 2045 eine klimaneutrale Gesellschaft an. Zwei Voraussetzungen müssen dafür erfüllt werden: Zum einen muss die Energieversorgung vollständig durch Erneuerbare Energien (EE) erfolgen. Im Jahr 2021 lag der EE-Anteil am Primärenergieverbrauch bei lediglich knapp 16 %, so dass es noch eines massiven Ausbaus und einer Optimierung des Zusammenspiels von Wind- und Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft für Strom, Wärme/Kälte und Mobilität bedarf. Zum anderen muss das existierende „lineare“ Wirtschaftssystem zu einer wirklichen Kreislaufwirtschaft weiterentwickelt werden. Auch dieser Weg ist noch sehr weit. Eine zentrale Herausforderung besteht dabei darin, die Versorgung der Industrie mit organischen Grundstoffen möglichst weitgehend von petro- auf biobasierte Stoffe auszurichten. Das ambitionierte Ziel der langfristigen Integration von Biomasse in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomiesystem ist nur erreichbar, wenn die Biomasse effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird. Für eine nachhaltige Bioökonomie ist somit die optimierte stofflich-energetische Verwertung biogener Abfälle und Reststoffe unabdingbar. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig hat sich seit der Gründung im Jahr 2008 wie geplant zur zentralen Bundesforschungseinrichtung für die energetische und integrierte stoffliche Nutzung von Biomasse entwickelt. Kernaufgabe des DBFZ ist die wissenschaftliche Begleitung der Entwicklung Deutschlands auf dem Weg zu einer nachhaltigen Biomassenutzung. Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden Beitrag der aktuelle Stand der energetischen Biomassenutzung in Deutschland beschrieben, die (künftige) Rolle der energetischen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen erläutert und die aktuellen F&E-Aktivitäten des DBFZ hierzu vorgestellt.

Abstract: Germany aims to have transformed into a climate-neutral society by 2045. This will only be possible under two preconditions: firstly, energy supply must be fully secured by renewable energies (RE) by then. In 2021, the share of renewable energies was below 16 % of total primary energy consumption, so a massive expansion and an optimised interplay of wind and solar energy, bioenergy, geothermal and hydropower electricity, heating/cooling and mobility will be necessary. Secondly, we need to progress from a "linear" economic system to a proper circular economy, and we are a far cry from this as well. In this regard, it will be key to shift industry supply with organic raw materials from petro- to bio-based ones as far as possible.

The ambitious goal of long-term integration of biomass into a sustainable energy and bioeconomy system can only be achieved if biomass is used efficiently, in an environmentally sound manner and with the highest possible economic benefit. Thus, a sustainable bioeconomy requires an optimised usage of biogenic wastes and residues for materials and energy. Since its foundation in 2008, the Leipzig-based Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ, German Biomass Research Centre) has developed into the central federal research institution for the energetic and integrated material use of biomass. The DBFZ's key mandate is to provide the scientific basis for Germany's development towards sustainable biomass use. Against this background, this article describes the status of biomass use for energy in Germany, explains the (future) role of biogenic wastes and residues in this respect, and presents the DBFZ's relevant current R&D activities.

1 Einleitung

Die neuesten Weltklimaberichte des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2022) machen deutlich, wie dringend ein energisches Handeln der Menschheit ist, um den globalen Herausforderungen einer Klimakrise zu begegnen und die negativen Folgen so gering wie möglich zu halten. Dabei zeichnen sich bereits heute gravierende Auswirkungen des Klimawandels ab. Gemäß der United Nations Convention to Combat Desertification (UNCCD) leiden inzwischen 2,3 Milliarden Menschen unter Wasserknappheit, und die Zahl und Dauer von Dürren hat allein seit dem Jahr 2000 um 29 % zugenommen (UNCCD 2022). Kein Land ist immun gegen Dürren (UN-Water 2021) – mit allen Konsequenzen, die jene auf Landwirtschaft, Industrie und Gesundheit der Bevölkerung haben.

Die Transformation in eine klimaneutrale Gesellschaft ist somit eine essentielle Aufgabe der Menschheit.

Vereinfacht dargestellt wird dies nur gemäß folgender Formel funktionieren:

Klimaneutrale Gesellschaft = Erneuerbare Energien + Kreislaufwirtschaft

Deutschland sollte in diesem Prozess eine aktive Vorreiterrolle einnehmen. Doch die aktuelle Zwischenbilanz auf Basis der Zahlen des Umweltbundesamtes (UBA 2022) sieht alles andere als gut aus. Im Jahr 2021 wurden mit 762 Mio. Tonnen CO₂ rund 33 Mio. Tonnen mehr als 2020 emittiert und die Reduktionsrate bezogen auf das Bezugsjahr 1990 liegt wieder unter 39 %. Wenn das gesetzlich festgeschriebene Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erreicht werden soll, sind schnelle, konkrete und konsequente Maßnahmen erforderlich, die weit über die Formulierungen des Koalitionsvertrages hinausgehen. Zunächst ist unser heutiger Energieverbrauch auf etwa die Hälfte zu reduzieren, wozu neben konsequenten Energieeinsparmaßnahmen insbesondere Steigerungen im Bereich der Energieeffizienz erforderlich sind. Die Energieversorgung Deutschlands muss in den nächsten Jahrzehnten vollständig in allen Sektoren auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Hierfür sind ein massiver Ausbau und ein optimiertes

Zusammenspiel von Wind- und Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft bei Strom, Wärme/Kälte und Mobilität erforderlich.

Der Erneuerbare Energie-Anteil am Primärenergieverbrauch liegt derzeit lediglich bei knapp 16 % und hiervon werden rund 60 % durch die energetische Biomasseverwertung bereitgestellt. Künftig wird die Bioenergie insbesondere als flexibler „Lückenfüller“ gebraucht, um die Versorgungssicherheit eines insgesamt erneuerbaren Energiesystems zu garantieren, und die energetische Verwertung biogener Abfälle und Reststoffe wird einen höheren Stellenwert erlangen. Auf der anderen Seite müssen wir unser „lineares“ Wirtschaftssystem zu einer wirklichen Kreislaufwirtschaft weiterentwickeln und auch davon sind wir noch weit entfernt. Ein zentraler Baustein ist hier, dass die Versorgung der Industrie mit organischen Grundstoffen möglichst weitgehend von petro- auf bio-basierte Stoffe ausgerichtet wird.

Dieses ambitionierte Ziel der langfristigen Integration von Biomasse in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomiesystem ist nur erreichbar, wenn die Biomasse effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird. Hierfür sind neue Technologiekonzepte sowie Koppel- und Kaskadennutzung erforderlich, aber auch „negative“ Emissionen, die über die Speicherung von „grünem“ Kohlenstoff generiert werden. Biomasse ist dabei vorzugsweise aus nachhaltigem Anbau und Reststoffströmen bereitzustellen.

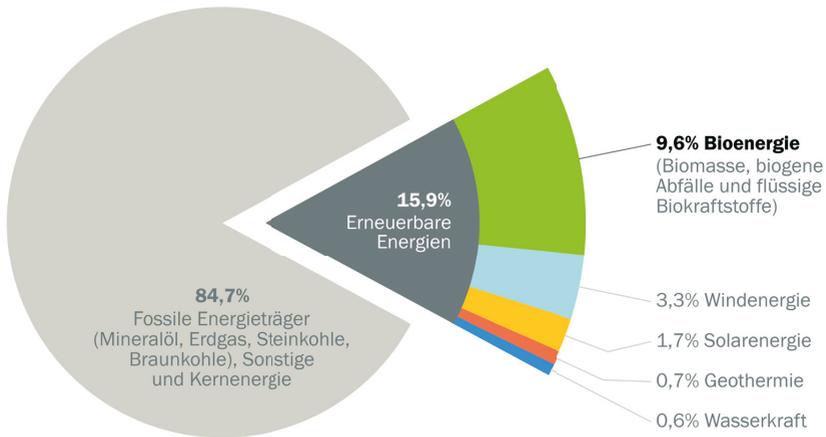
Ein zentraler Baustein für eine nachhaltige Bioökonomie ist somit die optimierte stofflich-energetische Verwertung der biogenen Abfälle und Reststoffe. Dies wird auch zunehmend von den wesentlichen nationalen und internationalen Akteuren der Kreislaufwirtschaft erkannt und als wichtiges Handlungsfeld aufgegriffen. Beispiele hierfür sind das Positionspapier „Biogene Reststoffe“¹ der Deutschen Gesellschaft für Abfallwirtschaft (DGAW) im Frühjahr 2021, die Jahrestagung der German RETech Partnership (RETech) im November 2021 oder die aktuellen Aktivitäten der International Solid Waste Association (ISWA) zur stofflichen und energetischen Verwertung.

2 Aktuelle energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland

2.1 Primärenergie- und Endenergieverbrauch

Bioenergie ist die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland und stellte im Jahr 2021 9,6 % des gesamten Primärenergieverbrauchs sicher (s. Abb. 1). Die anderen Erneuerbaren kommen zusammen auf nur 6,3 %. (AGEB 2022). Biomasse, inklusive der biogenen Anteile von Abfällen und Reststoffen, stellt somit rund 60 % aller Erneuerbaren Energien bereit.

¹ DGAW-Positionspapier, Biogene Reststoffe – ein wesentlicher Stoffstrom für eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie



-0,6% Stromaustauschsaldo nicht dargestellt
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021* Stand 2022-02-14
CC BY-NC-ND 4.0 DBFZ 2022

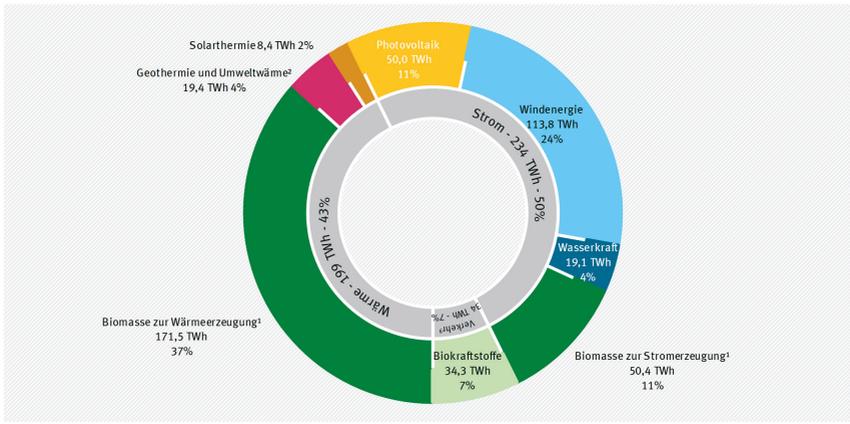
Abb. 1: Darstellung DBFZ. Datenquelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:
Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, Stand Februar 2022

Der Erneuerbare Energie-Anteil am gesamten deutschen **Endenergieverbrauch** konnte im vergangenen Jahr nur leicht von 19,3 % im Jahr 2020 auf 19,7 % im Jahr 2021 gesteigert werden. Dazu trug vor allem der Anstieg der Nutzung erneuerbarer Wärme bei, während in den Sektoren Strom und Verkehr die Anteile erneuerbarer Energien sogar zurückgingen (AGEB 2022).

Mit einem Anteil von knapp über 60 % an der Bereitstellung von erneuerbarer Endenergie bleibt Biomasse weiterhin der wichtigste erneuerbare Endenergieträger (s. Abb. 2). Die besondere Stärke dieses Energieträgers liegt darin, wetterunabhängig zuverlässig und planbar Energie bereitzustellen. Dies wird im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen, um stabile Netze, eine sichere Strom- und Wärmeversorgung und planbare Produktionsprozesse zu ermöglichen. Biomasse bietet diversen Sektoren vielfältige Nutzungsmöglichkeiten: als Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Festbrennstoff zum Heizen oder als Biokraftstoff im Verkehr.

Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern (2021)

Gesamtenergiebereitstellung: 467,3 Terawattstunden [TWh]



¹ mit biogenem Anteil des Abfalls

² Stromerzeugung aus Geothermie etwa 0,2 TWh (nicht separat dargestellt)

³ Verbrauch von EE-Strom im Verkehr etwa 4,9 TWh

Abweichungen bedingt durch Rundungen

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) auf Basis AGEE-Stat
Stand 02/2022

Abb. 2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (2021),

Quelle: UBA auf Basis AGEE-Stat, Stand 02/2022

Der Erneuerbare Energie-Anteil am Bruttostromverbrauch hat bis 2020 kontinuierlich zugenommen, ist aber im Jahr 2021 deutlich zurückgegangen. Auch im Bereich Verkehr ist, nach zuletzt leicht gestiegenen Zahlen, für 2021 ein (geringer) Rückgang auf 6,8 % zu verzeichnen, während die Anteile erneuerbarer Energien im Sektor Wärme (16,5 %) kontinuierlich, aber langsam wachsen (s. Abb. 3). Um die ambitionierten Ziele auf nationaler und EU-Ebene zu erfüllen, sind in den nächsten Jahren deutlich größere Anstrengungen in allen drei Bereichen sowie die Nutzung aller verfügbaren erneuerbaren Optionen in optimierter Kombination erforderlich.

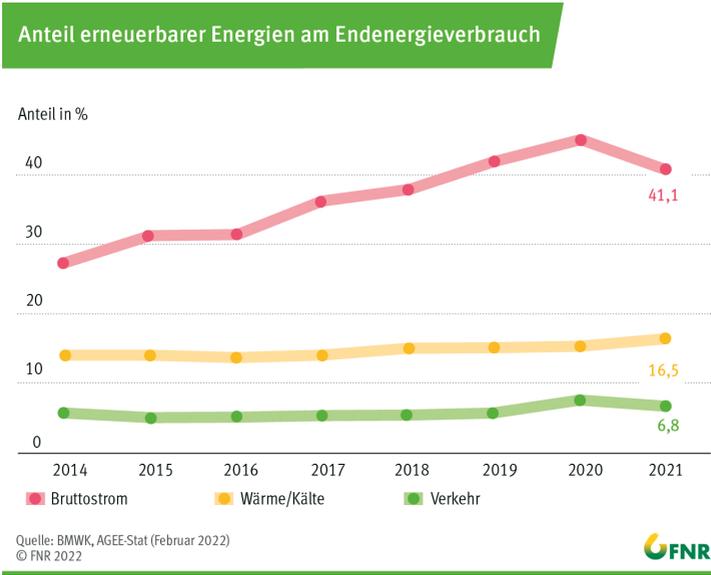


Abb. 3: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch, Quelle: BMWK², AGEE-Stat (Februar 2022), @ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) 2022

Mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 hat die Bundesregierung die Klimaschutzziele verschärft. Deutschlands THG-Emissionen³ sollen bis 2030 um mindestens 65 % und bis 2040 um 88 % sinken und die Bundesrepublik bis 2045 klimaneutral werden (Bundesregierung 2021). Im April dieses Jahres folgte das Energiesofortmaßnahmenpaket (aufgrund des Veröffentlichungszeitpunkts „Osterpaket“ genannt), welches den Ausbau Erneuerbarer Energien nochmals deutlich beschleunigen soll, aufgrund der Klimakrise aber auch des Völkerrechtsbruchs Russlands. Bis 2030 soll nun der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei mindestens 80 % liegen und bis 2035 bei „nahe 100 %“ (BMWK 2022). Bioenergie soll dieses künftige erneuerbare System v.a. durch ihre Speicherbarkeit und daher Systemdienlichkeit unterstützen.

2.2 Bioenergie im Wärme- und Kältesektor

Biomasse inklusive des biogenen Anteils am Abfall stellt aktuell 86 % der erneuerbaren Wärme bereit (AGEE-Stat 2022, s. Abb. 4). Ihr Anteil stieg damit im Vergleich zum Vorjahr leicht an, während der Anteil tiefer Geothermie auf niedrigem Niveau stagnierte, der Anteil der Solarthermie zurückging und Umweltwärme/oberflächennahe Geothermie (Wärmepumpen) leichte Zuwächse verzeichneten.

² Bundesministerium für Energie und Klimaschutz

³ Treibhausgasemissionen

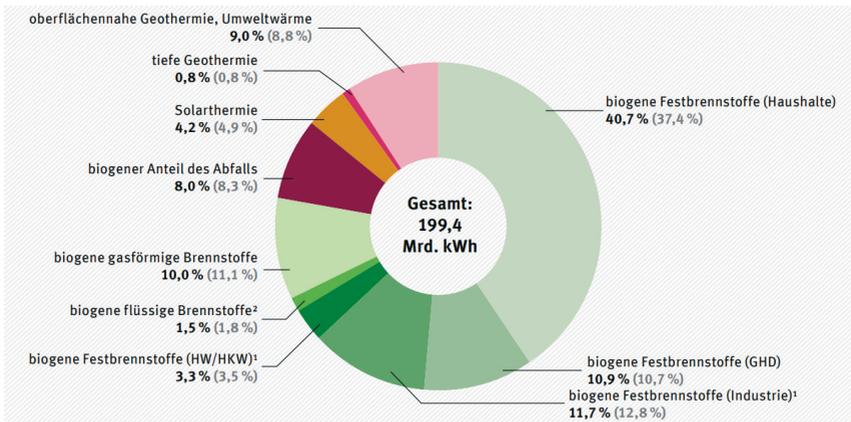


Abb. 4: Endenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021.

¹inkl. Klärschlamm. ²inkl. Biokraftstoffverbrauch in der Land- und Forstwirtschaft, im Baugewerbe und beim Militär. (HW/HKW = Heizwerke/Heizkraftwerke, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen). (AGEE-Stat, 2022)

Bei der Anwendung von Bioenergie im Wärmesektor kann unterschieden werden zwischen der Bereitstellung von Wärmeenergie im Privatsektor, hier speziell zur Beheizung von Wohngebäuden, und der Bereitstellung von Prozessenergie, die vorrangig im Industriesektor nachgefragt wird. Im industriellen Bereich wird die integrierte Bereitstellung von Prozessenergie (Dampf, Wärme, Strom) zukünftig ein entscheidender Produktionsfaktor, der im Kontext der Implementierung einer Bioökonomie weiter an Bedeutung gewinnt.

Alle Wärmeanwendungen haben dezentralen Charakter.

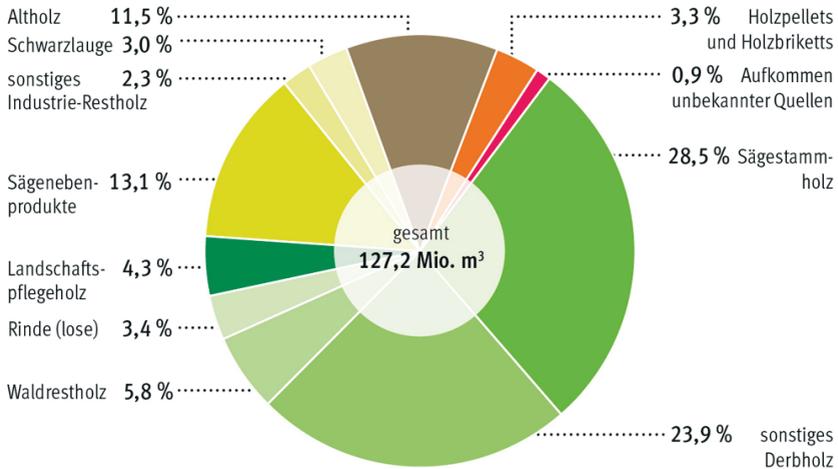
Biogene Festbrennstoffe

Biogene Festbrennstoffe finden vornehmlich in privaten Haushalten Verwendung. Auf sie entfallen 40,7 % des Gesamtverbrauchs. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) nutzen 10,9 %, und die Industrie fragt 11,7 % nach. Der Großteil der biogenen Festbrennstoffe findet in der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser Verwendung.

Im Jahr 2021 wurden 3,4 Mio. Tonnen Pellets produziert, was einem mäßigen Anstieg gegenüber 2020 (3,1 Mio. Tonnen) entspricht. Zugleich erhöhte sich die Zahl der neu installierten Anlagen auf 86.500, was einem sehr deutlichen Anstieg von 40 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Insgesamt waren damit Ende 2021 in Deutschland etwa 570.000 Pelletfeuerungen in Betrieb. Gemäß dem Deutsche Energieholz- und Pellet-Verband können dadurch mehr als vier Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen eingespart werden (DEPV 2022).

Obwohl die durchschnittlichen Kosten bei der Wärmebereitstellung mit Pellets im Jahr 2021 bei etwa 4,8 ct/kWh lagen und somit bereits im vergangenen Jahr etwa 45 % günstiger als Erdgas waren, ist ein weiteres Wachstum des Pelletsegments ungewiss. Zwar erhöhen derzeit die Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine den Druck auf den Wärme-/Erdgas-Sektor, doch zugleich spricht sich das UBA (2022a) „aus Klimaschutz-, Luftreinhalte- und ökologischen Gründen gegen die Installation von Holzheizungen“ aus, da es bei veralteten Heizsystemen oder/und nicht sachgemäßer Bedienung zu Emissionswerten kommt, die gesundheitsgefährdende Werte erreichen können.

Demnach tragen Holzfeuerungen mit 8,2 % zu den Feinstaubemissionen (PM10)⁴ in Deutschland bei. Dabei machen jedoch Einzelraumfeuerungen auf Scheitholzbasis den größten Anteil aus. Die pauschale Ablehnung der Holzfeuerung lässt zudem außer Acht, dass moderne Systeme (zumindest auf dem Prüfstand) sehr niedrige Werte erzielen können (Tebert et al. 2020) und einige wenige, besonders emissionsarme Scheitholzöfen die Anforderungen des Umweltzeichens „Blauer Engel“ erfüllen, was das UBA (2021) an anderer Stelle selbst anerkennt. Damit können diese Anlagen, gerade in Kombination mit anderen Erneuerbaren, einen wichtigen Beitrag zur Klimaneutralität des Sektors leisten – wenn sie Markt- und Bestandsanteile zukünftig dominieren.



Quelle: INFRO e.K. (2018)

© FNR 2018

Abb. 5: „Festbrennstoffe – Aufkommen der verwendeten Holzrohstoffe 2016“, FNR auf Basis von Daten der INFRO e.K., (FNR 2018)

⁴ Partikel, die den größenselektierenden Lufteinlass eines Messgerätes passieren, der für einen aerodynamischen Durchmesser von 10 (PM10) Mikrometer (µm) eine Abscheidewirksamkeit von 50 Prozent aufweist. Quelle: Umweltbundesamt, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/service/glossar/p?tag=PM10#alphabar>, abgerufen am 18.05.2022

Wichtig wird es im Sinne der Nachhaltigkeit sein, die Zusammensetzung der biogenen Festbrennstoffe zu betrachten und den Einsatz von biogene Abfällen und Reststoffen zu erhöhen.

Laut der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (s. Abb. 5) waren 28,5 % des gesamten Aufkommens an Festbrennstoffen in Deutschland im Jahr 2016 Sägestammholz (FNR 2018). Diese Holzsortimente sollten aber im Sinne einer optimierten Nutzung des Rohstoffs möglichst in höherwertige Nutzung und gerade auch zur CO₂-Speicherung in dauerhafte Produkte fließen. Daher ist der Stammholzanteil zugunsten der verschiedenen Rest- und Nebenströme künftig deutlich zu verringern.

Die in Deutschland verwendeten Holzpellets stammen hauptsächlich aus bei der Holzverarbeitung anfallenden heimischen Resthölzern (DEPV 2022). Dies ist ein Beispiel für eine wertschöpfende Verknüpfung von stofflicher und energetischer Nutzung von Biomasse im Sinne der Bioökonomie.

Biogas

Seit der Invasion Russlands in der Ukraine erlangen Biogas und Biomethan als mögliche Alternativen zu Erdgasimporten aus Russland eine hohe politische Aufmerksamkeit. Der Primärenergieverbrauch bei Erdgas lag im Jahr 2021 bei 871 TWh; davon importierte Deutschland immerhin 55 % aus Russland (Agora Energiewende 2022).

Dem gegenüber stehen knapp 200 TWh an Wärme aus erneuerbaren Energien, davon lediglich 10 % aus Biogas und Biomethan. Der Anteil ist gegenüber dem Vorjahr sogar um 1,1 % zurückgegangen.

Derzeit werden etwa 94 TWh Biogas erzeugt, was etwa 9 % des nationalen Erdgasverbrauchs entspricht. Ein direkter Ersatz von Erdgas durch Biogas in allen Anwendungen ist allerdings erst nach Aufbereitung zu Biomethan möglich. Dies erfolgt derzeit im Umfang von 11 TWh, was etwa einem Anteil von etwa 1 % am Gasmarkt entspricht. Darüber hinaus kann Biogas Erdgas ohne vorherige Aufbereitung in einzelnen Anwendungen ersetzen. Hierzu zählen flexibel erzeugter Strom (13 TWh bzw. 22 % der Strombereitstellung aus Erdgas) und (KWK-) Wärme (13 TWh bzw. 2 % der Wärmebereitstellung aus Erdgas). Diese Beiträge zur Energieversorgungssicherheit lassen sich mittelfristig nur begrenzt erhöhen. So könnte etwa der Anteil von Biomethan am Gasmarkt bis 2030 auf ca. 3 % ausgeweitet werden.

Auch nach Einschätzung anderer Institutionen könnte Biogas einen Teil der russischen Importe ersetzen, wird aber in der Analyse zu kurzfristigen Maßnahmen derzeit nicht betrachtet (Agora Energiewende 2022, Leopoldina 2022).

Mittelfristig sieht die IEA⁵ allerdings ein wichtiges Potential für Biogas im EU-Raum (IEA 2022).

An Biogasanlagen entstehende Wärme wird derzeit ganz unterschiedlich genutzt. Die Betreiber geben an, dass sie einen Teil für den Eigenwärmebedarf verwenden, aber auch extern verfügbare Wärme einer oder mehrerer Nutzungen zuführen. Wie die Ergebnisse der DBFZ-Betreiberbefragung (Rensberg 2022) allerdings zeigen, ist der Wärmenutzungsgrad je nach Anlagenkonzept, Leistungsgröße und Substratinput sehr unterschiedlich. Für das Bezugsjahr 2020 ergibt sich, dass der externe Wärmenutzungsgrad (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) gemäß den Rückmeldungen der Biogasanlagenbetreiber bei rund 63 % liegt. An einer Vielzahl von Biogasanlagen wird die erzeugte Wärme für die Beheizung von Wohnräumen, für die Warmwasserbereitstellung, für Trocknungsprozesse und die Bereitstellung in Wärmenetzen eingesetzt (s. Abb. 6).

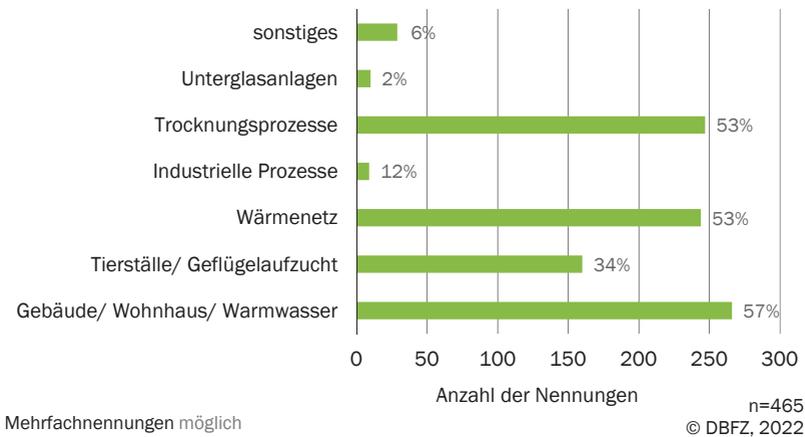


Abb. 6: Art der externen Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit bezogen auf die Stichprobe (n = 465) (Bezugsjahr 2020), Mehrfachnennungen möglich (Rensberg 2022)

Dabei ist die Bedeutung der Wärmebereitstellung über Wärmenetze (Nah- und Fernwärme) in den letzten Jahren gestiegen. Rund 57 % der Biogasproduktionsanlagen nutzt diese Form der Energiebereitstellung, wenngleich die hierfür eingesetzten Wärmemengen vergleichsweise gering bleiben (s. Abb. 6). Zugleich hat die Wärmenutzung aus Biogas in Trocknungsprozessen kontinuierlich zugenommen. Rund 74 % der aus Biogas bereitgestellten Wärmemengen (ohne Berücksichtigung des Eigenwärmebedarfs für den Anlagenbetrieb) wird für Wärmenetze und für Trocknungsprozesse bereitgestellt (s. Abb. 7, Rensberg 2022). Diese Entwicklung unterstreicht, dass die Wärmenutzung aus

⁵ International Energy Agency

Biogas an ökonomischer Relevanz gewonnen hat und wahrscheinlich in den nächsten Jahren weiter gewinnen wird.

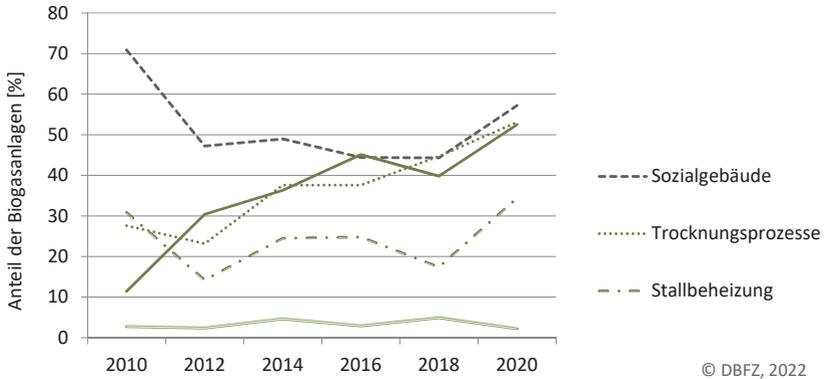


Abb. 7: Entwicklung der externen Wärmenutzung nach Art der Nutzung (Anteil der Biogasanlagen mit jeweiliger Wärmenutzung), (Rensberg 2022)

2.3 Bioenergie im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor lag 2021 der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bei 6,8 %. Seit zehn Jahren ist der Anteil somit relativ konstant und zwar konstant niedrig! Im Vergleich zum Vorjahr ist der Anteil sogar um 0,8 % gesunken, wofür der Rückgang beim Gesamteinsatz von Biokraftstoffen verantwortlich war. Insgesamt wurden etwa 12 % weniger Biokraftstoffe (bezogen auf den Energiegehalt) umgesetzt. Besonders betroffen war davon der Absatz von Biodiesel, der auf 2,4 Mio. Tonnen (minus 5 %) sank, mit 63,3 % aber immer noch den größten Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ausmacht.

Dem gegenüber steht ein Anstieg beim Ethanol-Einsatz um 5 % auf etwa 1,1 Mio. Tonnen. Bioethanol macht somit 21,3 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus. Ebenso im Wachstum begriffen ist der Einsatz von Methan, der 9 % höher lag als letztes Jahr und auf 965 Mio. kWh kam. Insgesamt hat Methan damit seinen Anteil von 2 % auf 2,5 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor erhöht. Die steigenden Absätze bei Bioethanol und Methan sind vorrangig auf die Umstellung der energiebasierten Biokraftstoffquote auf eine Treibhausgasvermeidungsquote zurückzuführen, denn die THG-Bilanz wurde ein zunehmend relevantes Wettbewerbskriterium für Biokraftstoffe. Dennoch ist die eingesetzte Biokraftstoffmenge (Energieäquivalent) insgesamt weitgehend gleichgeblieben.

Der reine Stromverbrauch im Verkehrssektor machte 2021 etwa 12,9 % aus (AGEE-Stat 2022) – mit steigender Tendenz. Wie die Statistiken zeigen, wächst

die Elektromobilität sehr stark weiter. Gab es vor zehn Jahren gerade einmal 4.500 Elektro-Pkw, umfasst der Bestand an Personenkraftwagen mit reinem Elektroantrieb (BEV) derzeit (2022) über 618.500 Fahrzeuge. Hinzu kommen 566.000 Plug-in-Hybride. Da sich zugleich aber der Pkw-Bestand ebenfalls weiter erhöht, zuletzt auf 48,5 Mio. Pkw, macht die Elektromobilität nach wie vor nur einen marginalen Anteil im Verkehrssektor aus. Sowohl BEV als auch Plug-in-Hybride repräsentieren jeweils lediglich 1,3 % von der gesamten Pkw-Flotte in Deutschland (KBA 2022).

Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor lag 2021 bei 39,4 Mrd. kWh. Erneuerbarer Strom stellte davon 12,9 % bereit (s. Abb. 8), wobei der größte Anteil auf den schienengebundenen Verkehr entfiel.

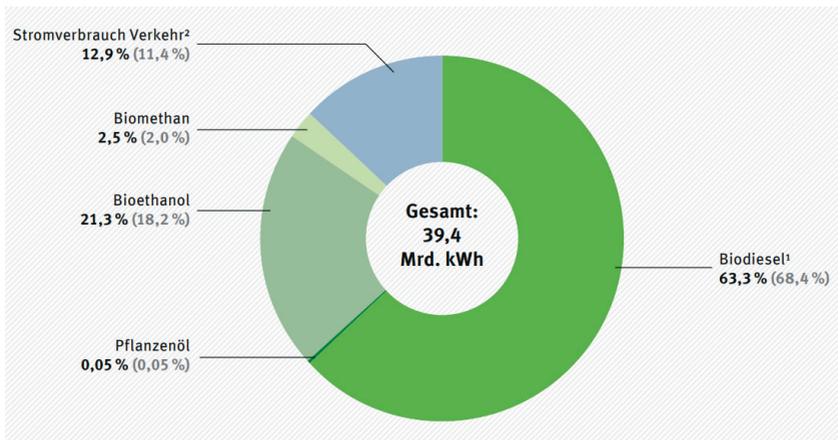


Abb. 8: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor 2021, Zahlen vorläufig¹, Verbrauch von Biodiesel (inkl. HVO⁶) im Verkehrssektor; ohne Land- und Forstwirtschaft. ²berechnet mit dem Anteil erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch des jeweiligen Jahres. (AGEE-Stat, 2022)

Die derzeit noch niedrigen Anteile bei BEV und Plug-in-Hybriden zeigen, dass der Verkehrssektor weiterhin vor sehr großen Herausforderungen steht, die Mobilität nachhaltig und klimaschonend zu gestalten. Zu beachten ist in dem Kontext auch, dass die Fahrzeugzahlen und die Gesamtfahrleistung immer noch anwachsen, so dass auch der Gesamtenergieverbrauch weiter ansteigt.

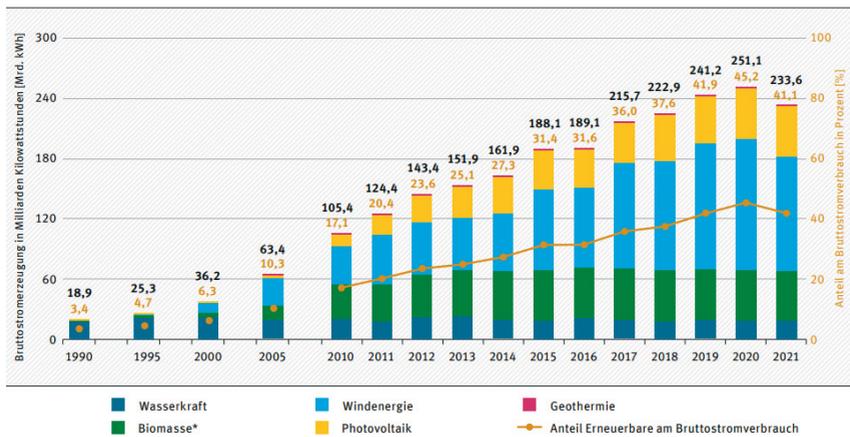
Eine wichtige Vorgabe für die Transformation des deutschen Verkehrssektors hin zu mehr Klimaschutz und zur Nutzung von erneuerbaren Energien kommt von der EU. Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (kurz RED II) wird das Ziel verfolgt, die Treibhausgasemissionen der Mitgliedsstaaten zu reduzieren. Wenn Deutschland allerdings bei den bestehenden Maßnahmen nicht nachbes-

⁶ Hydrotreated Vegetable Oils

sert, ist bereits jetzt absehbar, dass es die Klimaziele der RED II von 40-42 % THG-Reduktion bis 2030 verfehlen werden.

2.4 Bioenergie im Stromsektor

Zum ersten Mal nach einer jahrzenterlangen und kontinuierlichen Steigerung sank im Jahr 2021 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit etwa 7 % auf 233,6 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) im Vergleich zum Vorjahr (2020: 251,1 Mrd. kWh) (s. Abb. 9). Dazu hat laut UBA (AGEE-Stat 2022) vor allem der deutliche Rückgang (ca. 14 %, von 132,1 Mrd. kWh in 2020 auf 113,8 Mrd. kWh in 2021) bei der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land und auf See geführt. Der völlig unzureichende Zubau neuer Anlagen konnte im Jahr 2021 nicht die witterungsbedingten Verluste in der Stromerzeugung auffangen. Eine ähnliche Situation war auch bei der Stromerzeugung aus PV-Anlagen zu beobachten. Trotz der ebenfalls unzureichenden Leistungssteigerung der in Deutschland installierten PV-Anlagen stieg die Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahreswert nur etwa 1 % (von 2020: 49,5 Mrd. kWh auf 50,0 Mrd. kWh). Der Grund dafür liegt auch in den ungünstigen Wetterbedingungen mit weniger Sonnentagen als im Vorjahr.



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm sowie dem biogenen Anteil des Abfalls

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Abb. 9: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. (UBA)
Hrsg./Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2022)

Im Jahr 2021 wurden laut UBA (AGEE-Stat 2022) insgesamt 50,4 Mrd. kWh Strom aus Biomasse (feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Depo-niegas, Klärgas, Klärschlamm sowie biogener Anteil des Abfalls) erzeugt, etwa 1 % weniger gegenüber dem Vorjahr (2020: 50,9 Mrd. kWh). Zum einen wurde in 2021 bei den Biogas- und Biomethananlagen 130 MW weniger Leistung zugebaut als in 2020. Zum anderen diente die neu installierten Leistung vor allem der

Flexibilisierung von und bedarfsgerechten Stromerzeugung durch Biogas- und Biomethananlagen. Kaum Veränderungen sind bei den Anlagen zur Nutzung fester und flüssiger Biomasse zu verzeichnen.

Einen leichten Anstieg konnte die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen verzeichnen. Durch stärkere Niederschläge im Jahr 2021 erhöhte sich die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen um etwa 4 % (auf 19,1 Mrd. kWh) im Vergleich zum Vorjahr (2020: 18,3 Mrd. kWh) (AGEE-Stat (2022)).

Biogas

Im Jahr 2020 gab es in Deutschland rund 9.200 Biogasanlagen, die meisten davon im Nordwesten sowie im Süden des Landes. Gut 200 davon bereiten das produzierte Biogas weiter zu Biomethan auf. Seit dem Jahr 1992 nahm die Gesamtzahl an Biogasanlagen hierzulande jährlich zu, wobei der jährliche Zubau in den vergangenen Jahren bereits erheblich abnahm.

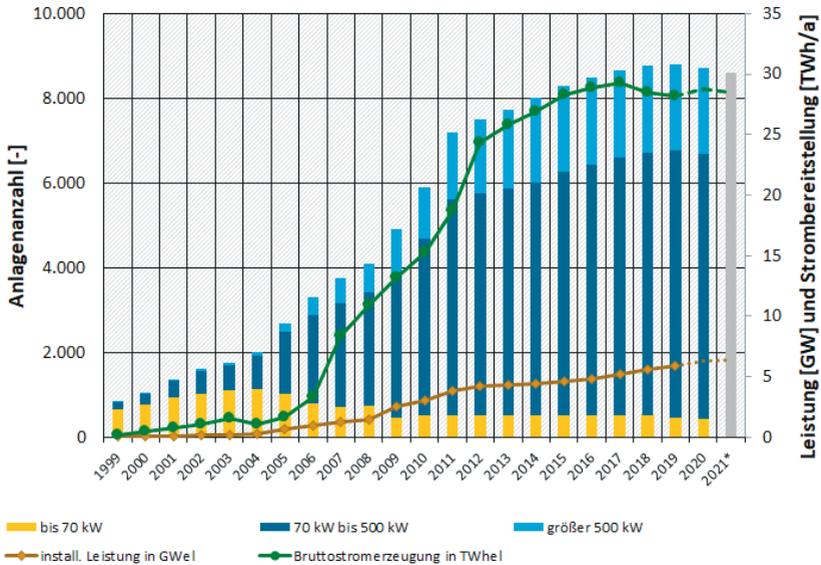


Abb. 10: Datengrundlage: Größenklassenverteilung der Biogasproduktionsanlagen nach DBFZ-Datenbank Anlagendatenbank und Daten des Anlagenregisters und ÜNB-Daten (Netztransparenz 2018). Zubau Güllekleinanlagen bis 75 kWel ab 2012 in der Leistungskategorie „70/75kW“ zugeordnet; installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung bis 2019 nach AGEE-Stat 22020 (BMWI 2020), *Prognose DBFZ 2020 und 2021. ©DBFZ 2020

Seit 2012 wird kein signifikanter Zubau beobachtet, sondern überwiegend Leistungserweiterungen bestehender Anlagen, motiviert durch Flexibilitätszuschlag bzw. -prämie. Diese Instrumente schafften bzw. schaffen Anreize, zusätzliche

elektrische Leistung für eine flexible, d.h. bedarfsorientierte Stromerzeugung durch neue und/oder leistungsfähigere BHKW bereitzuhalten und erzeugten Strom direkt zu vermarkten. Der geringe Neubau beschränkt sich auf Güllekleinanlagen (< 75 kWel) und wenige Anlagen zur Bioabfallvergärung.

Die 232 Anlagen, die mit Stand Ende 2020 in Deutschland Biogas zu Biomethan aufbereiteten, hatten zu diesem Zeitpunkt insgesamt eine Aufbereitungskapazität von 146.959 Nm³/h. Das Einspeisevolumen betrug 9.847 GWh bei durchschnittlich 7.234 Volllaststunden. Laut Dena (2021) ist dies, wie bereits im Vorjahr, als Reaktion der Produzenten auf geringe Marktpreise zu sehen, d. h. die vorhandene und zugebaute Kapazität wurde nicht ausgenutzt. Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung wird das Biomethan überwiegend aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt, während für die Kraftstoffproduktion überwiegend Abfälle und Reststoffe zum Einsatz kommen. Hier zeigt sich wiederum die Steuerungswirkung der THG-Quote, da Biomethan als Kraftstoff über jene zusätzlichen Einnahmen in Ergänzung zum Erdgaspreis erzielt (Daniel-Gromke et al., 2019). Entsprechend wurden laut Dena auch neue Anlagen vor allem für die Kraftstoffproduktion geplant sowie für den Einsatz von Gülle und/oder weiteren Abfall- und Reststoffen (Dena 2021).

Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen

Ende 2021 waren in Deutschland ca. 145 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb. In diesen werden organische Abfälle (mit einem organischen Anteil $\geq 90\%$, massebezogen) wie getrennt erfasste Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste, Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle zur Biogasproduktion eingesetzt.

In 97 Abfallvergärungsanlagen werden Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung eingesetzt – mit sehr unterschiedlichen Anteilen am Gesamtinput. Auswertungen der Datenbank des DBFZ zeigen, dass rund 80 Anlagen Vergärungsanlagen gemäß §27a EEG 2012/§45 EEG 2014/ §43 EEG 2017 sind. In den Jahren 2020 und 2021 gingen jeweils zwei neue Vergärungsanlagen in Betrieb. Drei davon werden dabei auf Basis getrennt gesammelter Bioabfälle (Biotonne und Grünabfälle) betrieben. Eine Verteilung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput (Stand Ende 2018) ist in Abb. 11 dargestellt.

Seit der Einführung einer gesonderten Förderung der Vergärung von Bioabfällen mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 sind in Deutschland rund 40 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb gegangen. Rund die Hälfte dieser neuen Anlagen sind als sogenannte Vorschaltanlagen (vorgeschaltete Vergärung des Bio- und Grünabfalls vor der Kompostierung) an bestehenden Kompostierungsanlagen integriert worden. Ende 2021 waren in Deutschland knapp 60 Vergärungsanlagen mit einer nachgeschalteten Kompostierung in Betrieb.

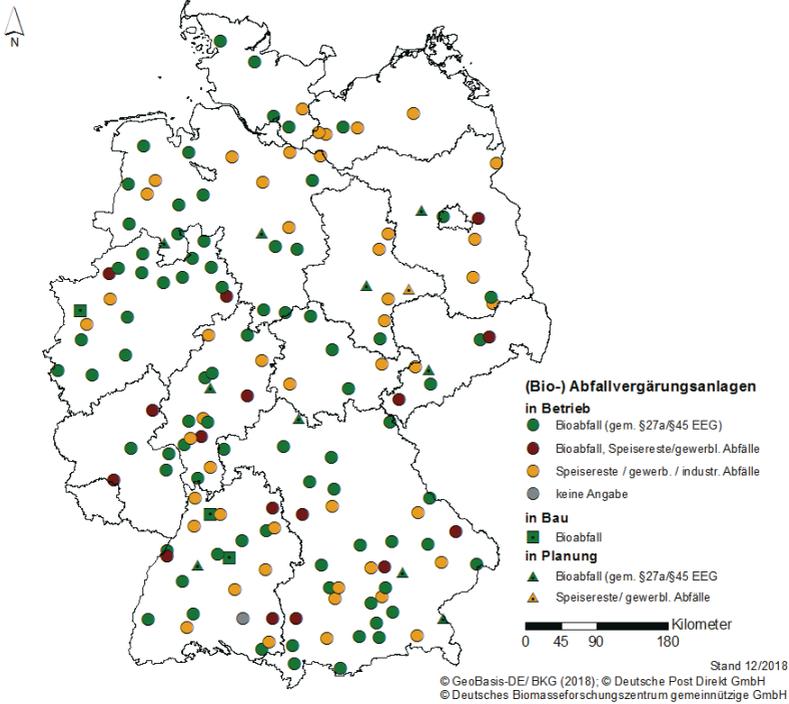


Abb. 11: (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput, ©DBFZ

Diese intelligente, kombinierte stofflich-energetische Nutzung und Verwertung der Abfälle und Reststoffe, verwertet diese effizienter und vermindert Treibhausgasemissionen. Aktuell bilden die o.g. 60 Anlagen mit einer Kombination aus Vergärung und Kompostierung nur einen kleinen Teil der laut UBA ca. 1.000 bestehenden Kompostierungsanlagen in Deutschland. Über die Hälfte des gesamten Bioabfalls wird daher weiterhin ohne energetische Nutzung (und THG-Minderung) kompostiert (UBA 2022 b). Es wäre daher sinnvoll, reine Kompostierungsanlagen mit einer Vergärungsstufe (gemäß Anforderungen der TA Luft) zu ergänzen bzw. geeignete Stoffströme, die bisher in reinen Kompostierungsanlagen verwertet werden, in kombinierte Anlagen zu lenken. Weitere Potenziale ergeben sich aus der konsequenten Umsetzung der Sammlung und Verwertung getrennt erfasster Bioabfallmengen sowie perspektivisch aus der Erfassung des Organik-Anteils im Restabfall (Denysenko et al. 2019). Das Öko-Institut war bereits im Jahr 2010 davon ausgegangen, dass bis 2020 etwa 80 % der Bioabfälle vergoren würden (Öko-Institut 2010). Diese Prognose hat sich nun als sehr optimistisch erwiesen, da dies Ende 2020 nur auf ca. 10 % des Bioabfalls zutraf. Wenn dieses Ziel ernsthaft erreicht werden soll, müssen die immer noch vorhandenen vielfältigen Hemmnisse abgebaut werden.

3 Der Smart-Bioenergy-Ansatz des DBFZ sowie F&E-Aktivitäten zur Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen

3.1 Smart-Bioenergy-Ansatz

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig hat sich seit der Gründung im Jahr 2008 wie geplant zur zentralen Bundesforschungseinrichtung für die energetische und integrierte stoffliche Nutzung von Biomasse entwickelt. Im Rahmen der aktuellen Evaluierung des DBFZ durch den Wissenschaftsrat wurden u. a. das aktuelle Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationskonzept sowie die Roadmap als zukunftsweisend bewertet und dem DBFZ insgesamt „hochrelevante Forschung für ein kreislauforientiertes Wirtschaftssystem“ bescheinigt. Dabei wurden nicht nur die Qualität der wissenschaftlichen Leistungen, sondern auch die sehr gute nationale und internationale Vernetzung des DBFZ mit der Industrie und der Wissenschaftslandschaft durch den Wissenschaftsrat (WR) hervorgehoben (WR-Evaluationsbericht, Februar 2022).

Am DBFZ werden praxisnahe Lösungen entlang der Wertschöpfungsketten und -kreisläufe von Biomasse auf Basis des „Smart-Bioenergy-Ansatzes“ erarbeitet (Thrän 2015). Durch die angewandte Forschung und Entwicklung (F&E) von Technologien der energetischen und integrierten stofflichen Nutzung von Biomasse wird ein Beitrag zur Realisierung der klimaneutralen Gesellschaft geleistet. Die folgenden vier Prämissen setzen den Rahmen für die Gestaltung und die Umsetzung unseres Leitbildes (s. Abb. 12, Nelles et al 2021):

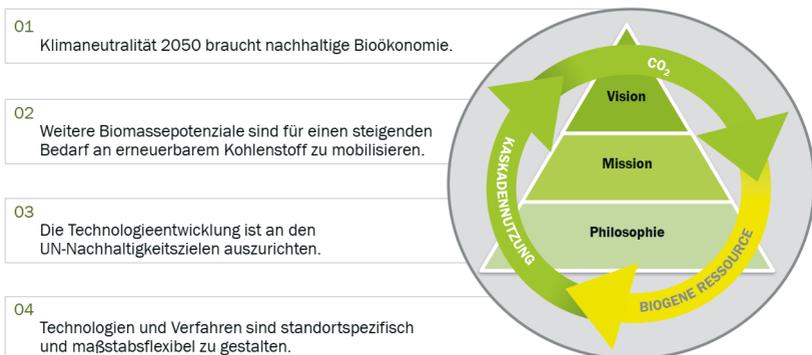


Abb. 12: Prämissen des DBFZ, ©DBFZ 2021

Klimaneutralität 2050 braucht nachhaltige Bioökonomie.

Klimaneutralität lässt sich nur durch eine konsequente Energieeinsparung, vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien sowie durch CO₂-Entnahme⁷ erreichen. Die Koppel- und Kaskadennutzung biogener Ressourcen ist zentrales Element einer nachhaltigen und kreislauforientierten Bioökonomie. Kohlenstoff- und Nährstoffkreisläufe sind zu schließen. Bioenergie ist aus nachhaltigen Rohstoffen und Reststoffströmen bereitzustellen. Der Einsatz muss im Zusammenspiel mit den anderen erneuerbaren Energiequellen dort erfolgen, wo der größte Systemnutzen in einer zunehmend digitalisierten Gesellschaft erreicht wird (Smart-Bioenergy-Ansatz).

Weitere Biomassepotenziale sind für einen steigenden Bedarf an erneuerbarem Kohlenstoff zu mobilisieren.

Die Nachfrage nach Biomasse als erneuerbarer Kohlenstoffquelle und die damit verbundenen Nutzungskonkurrenzen werden zunehmen. Nur genaue Kenntnisse über Angebot, Nutzung, Ökosystemfunktionen und soziale Auswirkungen erlauben eine möglichst konfliktfreie und effiziente Verwendung des begrenzten Rohstoffangebotes. Umfassende Ökosystembewertungen und sektorenübergreifende Verwertungskonzepte sind Voraussetzung für die nachhaltige Ressourcenmobilisierung.

Die Technologieentwicklung ist an den UN-Nachhaltigkeitszielen auszurichten.

Die Analyse und Bewertung der Nachhaltigkeit von Wertschöpfungsketten im erneuerbaren Kohlenstoffkreislauf nimmt an Komplexität zu. Die Verfahrens- und Technologieentwicklung ist an den UN-Nachhaltigkeitszielen⁸ auszurichten. Messbare Bewertungsgrößen sind in Monitoringinstrumente für die Bioökonomie zu integrieren.

Technologien und Verfahren sind standortspezifisch und maßstabsflexibel zu gestalten.

Die Anlagenkonzepte und -größen werden durch die standortspezifisch verfügbaren Potenziale biogener Ressourcen bestimmt. Technologien und Verfahren für speicherbare und flexibel einsetzbare Produkte müssen in die jeweiligen Gefüge der ländlichen oder urbanen Räume integriert werden. Eine marktorientierte und umweltschonende Technologieentwicklung erfordert die Berücksichtigung modularer Anlagenkonzepte.

⁷ CO₂-Entnahmen können z.B. durch die Abtrennung, Nutzung oder dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffverbindungen aus der energetischen Biomasseverwertung erreicht werden.

⁸ sog. SDGs - Sustainable development goals

Auf Basis der 4 Prämissen umfasst der Smart-Bioenergy-Ansatz die Weiterentwicklung von modernen Biomassennutzungssystemen hin zu integrierten Systemen, die im optimierten Zusammenspiel mit verschiedenen erneuerbaren Energiequellen einerseits und der stofflich-energetischen Nutzung im Rahmen der Bioökonomie andererseits bestehen. Vorausgesetzt werden veränderte Konsummuster, Energieeinsparung und ein steigender Nachhaltigkeitsanspruch mit sich wandelnden Zielgrößen. Weil in einer klimaneutralen Wirtschaft auch Materialien aus erneuerbar gewonnenen Kohlenstoffverbindungen und insbesondere Biomasse verstärkt benötigt werden, ist eine zunehmende Verknüpfung in Koppel- und Kaskadennutzung von Biomasse, die Weiterverwendung von CO₂ aus biogenen Quellen, aber auch die Beachtung der natürlichen Kohlenstoffsinken notwendig. Damit liefert der Smart-Bioenergy-Ansatz (s. Abb. 13) einen wichtigen Beitrag für eine zukünftige nachhaltige Energieversorgung und ist damit ein Schlüssel zu geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen in einer Bioökonomie.

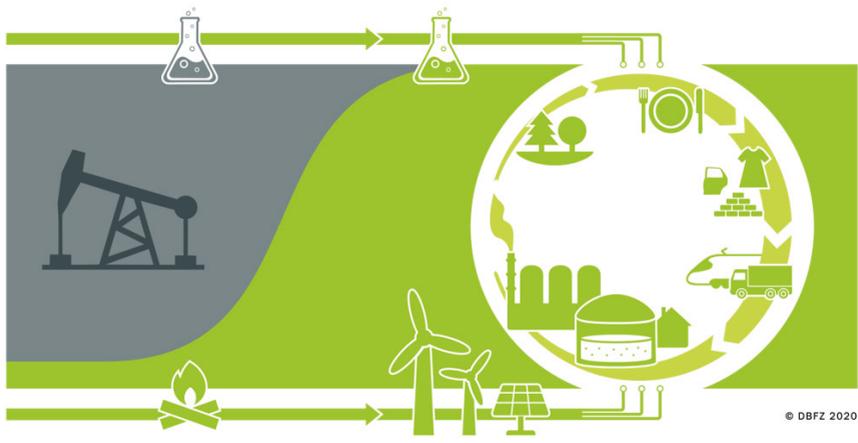


Abb. 13: "Smart Bioenergy" in einer nachhaltigen Bioökonomie, ©DBFZ 2020.

3.2 DBFZ-Aktivitäten zur Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen

Die nachhaltige energetische und stoffliche Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen hat aus den in obigen Abschnitten beschriebenen Gründen für das DBFZ einen besonderen Stellenwert. In den folgenden Abschnitten werden die Aktivitäten der fünf Forschungsschwerpunkte (FSP, s. Abb. 14) des DBFZ im Bereich der energetischen und stofflichen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen kurz erläutert und mit Projektbeispielen hinterlegt.

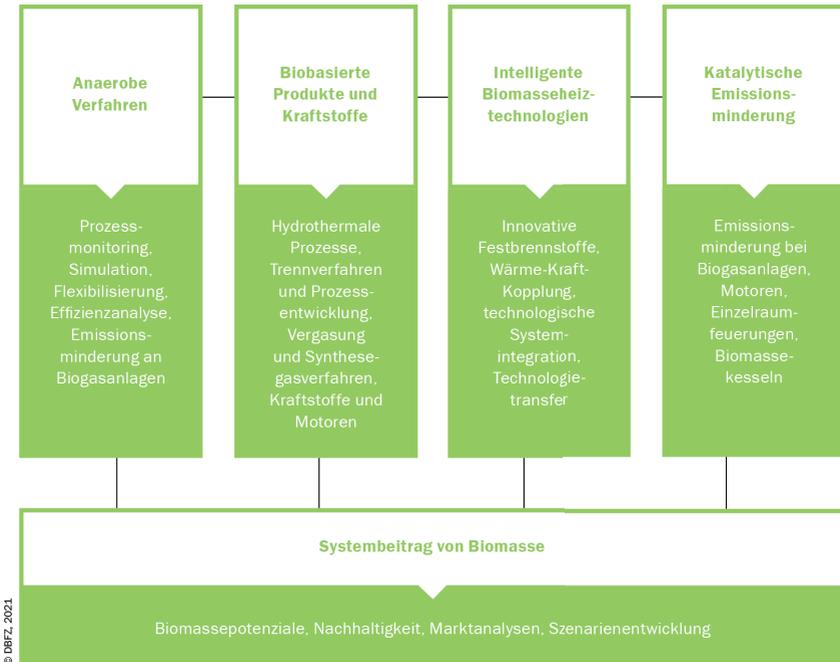


Abb. 14: Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte am DBFZ, ©DBFZ 2021

3.2.1 F&E-Schwerpunkt Anaerobe Verfahren

Die Umwandlung von regional verfügbaren biogenen Rest- und Abfallstoffen, aber auch nachhaltige Anbaubiomasse trägt im erheblichen Maße zur regenerativen Energieversorgung in Deutschland bei und kann aufgrund der Speicherebarkeit zur bedarfsgerechten Energieversorgung eingesetzt werden. Darüber hinaus kann ein Beitrag zur Kreislaufwirtschaft in Form der Bereitstellung von organischen Produkten (aktuell insbesondere Dünger) geleistet werden.

Die Substitution von fossilen Rohstoffen wie Kohle, Erdöl und Erdgas, aber auch Phosphat u.ä. durch Rest- und Abfallstoffe sowie nachwachsende Biomasse trägt zur Minderung der Abhängigkeit Europas von den genannten Rohstoffen bei, deren Lagerstätten überwiegend außerhalb Europas liegen sowie oft unter prekären Arbeitsbedingungen und geringen Umweltschutzstandards gewonnen werden.

Die Biogaserzeugung kann auf Grund der vielseitigen Einsatzmöglichkeiten systemdienliche Energie unterschiedlicher Produktebenen (Strom, Wärme, Rohbiogas, Biomethan) bereitstellen und gleichzeitig die Gärreste nutzen, um organische Produkte in einer energetisch-stofflichen Produktionslinie zur Verfügung

zu stellen. Im Fokus stehen die im Gärrest enthaltenen Nährstoffe zur Düngung, aber auch Stoffe für den flexiblen Einsatz in der Industrie (Kohlendioxid, Methanol, Fasern etc.), welche sich aus anaeroben Produktionslinien auskoppeln lassen. Interessant sind hier unerschlossene landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, Reststoffe aus der Industrie sowie Abfälle im Rahmen der kommunalen Abfallsammlungen. Der Forschungsschwerpunkt beschäftigt sich besonders mit landwirtschaftlichen Einsatzstoffen wie Gülle sowie nachwachsenden Rohstoffen und industriellen Reststoffen z.B. aus der Lebensmittelproduktion. Stoffe aus der Abfallsammlung sind aufgrund der Heterogenität schwierig zu handhaben, besonders in Entwicklungsländern, in denen die Abfalllogistik nicht oder nur rudimentär vorhanden ist. Trotzdem bieten anaerobe Verfahren eine ökologisch sinnvolle Behandlungsoption. Vor allem in Kombination mit anderen vor-, nach- oder parallelgeschalteten Verfahren zu gesonderten Behandlung organischer und anorganischer Fraktionen können Abfälle zu wertvollen Rohstoffen aufgearbeitet werden. Aus diesem Grund beschäftigt sich der Forschungsschwerpunkt auch mit dem Wissens- und Technologietransfer in Schwellen- und Entwicklungsländer. Hiermit soll eine umweltverträgliche Abfallwirtschaft unter gleichzeitiger Erzielung eines volkswirtschaftlichen Mehrwertes etabliert werden. Im Folgenden sind zwei Projekte als Beispiele dargestellt.

Projekt: Waste2Energy Ghana

Ghana steht, wie die meisten Entwicklungsländer, vor einer Vielzahl an Herausforderungen, von denen die Abfallwirtschaft zu den dringlichsten zählt. Täglich fallen mehr als 12.000 Tonnen Siedlungsabfälle an, von denen nur 10 % gesammelt und entsorgt werden. Die restlichen 90 % landen auf offenen Feldern, in Abflüssen und Straßengräben und verursachen ernsthafte Gesundheitsprobleme. Die Unfähigkeit des Landes, die Abfälle zu behandeln, trägt auch zu der Höhe der Treibhausgasemissionen in Ghana bei. Auf den Abfallsektor entfielen allein rund 24 % der gesamten Treibhausgasemissionen, ohne Emissionen aus der Land- und Forstwirtschaft. Obwohl in Ghana inzwischen ein Übermaß an Stromerzeugungsanlagen installiert ist, ist der Beitrag sauberer, nachhaltiger Energie sehr begrenzt. Erneuerbare Energien machen weniger als 1 % der gesamten installierten Leistung aus. Die Regierung Ghanas hat ehrgeizige Ziele für eine Einbeziehung erneuerbarer Energien in Höhe von 10 % bis 2030 und die Reduzierung der Treibhausgasemissionen festgelegt, aber nur wenige konkrete Maßnahmen ergriffen. Das vom BMBF finanzierte Projekt „Waste2Energy Ghana“ wird vom Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft der Uni Rostock koordiniert und zielt darauf ab, feste Abfälle in Ghana zu behandeln, indem die Abfälle energetisch verwertet werden. Neben der Energie soll auch die gesamte Wertschöpfungskette des behandelten Abfalls so betrachtet werden, so dass Kohlenstoff- und Nährstoffkreisläufe geschlossen werden können. Als erste Pilotanlage zur Behandlung der Abfälle in einer Gemeinde wird eine neuartige 400-kW-Hybrid-PV-, Biogas- und falls sinnvoll Pyrolyse-Anlage vorgeschlagen. Die Pilotanlage, die je nach Verfügbarkeit und Qualität der Abfallströme aus einer bis zu 200 kW Solar-PV, bis zu 100 kW Biogasanlage und bis

zu 100 kW Pyrolyse-Anlage besteht, wird auf der Grundlage von physikalischen, chemischen und thermischen Eigenschaften maßgeschneidert. Die Ergebnisse umfangreicher Laboranalysen werden zur Planung der Anlage herangezogen. Es wird ein Business-Case-Modell entwickelt, das die Replikation der Einrichtung anhand verschiedener, für Ghana spezifischer Szenarien steuert. Es wird erwartet, dass das Projekt eine sehr positive Wirkung erzielt, so dass ghanaische Unternehmen die Planung, den Bau und die Wartung der Anlage aus erster Hand erfahren. Darüber hinaus kann der für die Wertschöpfungskette nach der Behandlung geschaffene Sekundärmarkt zur Schaffung nachhaltiger Arbeitsplätze zur Steigerung der Nahrungsmittelproduktion und zu möglichen Unternehmensausgründungen führen. Auch deutsche Unternehmen profitieren von einem Technologie- und Kulturaustausch, der ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere in Afrika, stärkt. Um die Nachhaltigkeit des Projekts über die Laufzeit der Förderphase hinaus zu verbessern, haben wichtige staatliche Institutionen, Kommunen und Nichtregierungsorganisationen zugesagt zusammenzuarbeiten, um sicherzustellen, dass das Projekt auch über die Laufzeit hinaus seine Tätigkeit fortsetzt. Die Erfolgswahrscheinlichkeit dieses Projekts ist hoch, basierend auf der Erfahrung vorhergehender Aktivitäten der Partner bei der Durchführung von Projekten ähnlicher Größenordnung in anderen Ländern. Das politische Klima und das Engagement der Regierung und der lokalen Akteure tragen zu einer erfolgreichen Umsetzung dieses Projekts bei.



Abb. 15: Waste2Energy Abfallbehandlungsanlage, Satya Narra 2022

Projekt: WasteGUI – Guideline for organic waste treatment in East Africa

Die Abfallwirtschaft in Ländern des globalen Südens rückt immer mehr in den Blickpunkt nationaler und internationaler Experten. Insbesondere die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten im Abfallmanagement gewinnt neben den Herausforderungen durch Bevölkerungswachstum, steigenden Lebensstandard und hohe Urbanisierungsrate zunehmend an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund führt das Konsortium bestehend aus DBFZ, RETech (German RETech

Partnership e.V.) und CIFA Onlus das Projekt „Guideline for organic waste treatment in East Africa“, nachfolgend „WasteGuide“ genannt, im Rahmen des Call for Solution der Prevent Abfallallianz (GIZ⁹) durch. Gefördert wird das Projekt durch das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ). Ziel des Projektes ist es, den Status quo der organischen Abfallwirtschaft in ostafrikanischen Ländern am Beispiel Äthiopiens zu erheben und angepasste Lösungsstrategien für Logistik und Behandlung zu entwickeln.

Das durchschnittliche einwohnerspezifische Abfallaufkommen in Äthiopien und anderen ostafrikanischen Ländern ist verglichen mit Industrieländern äußerst gering und liegt unter 0,5 kg je Einwohner und Tag, bei einer Abfalldichte zwischen 330 und 370 kg m⁻³ (Birhanu 2015; Teshome 2021; Gelan 2021). Kaza (2018) fasste zusammen, dass das spezifische Abfallaufkommen mit einem steigenden Bruttoinlandsprodukt korreliert und bis zum Jahr 2050 mit einer Verdreifachung des Abfallaufkommens in Entwicklungs- und Schwellenländern zu rechnen ist. Das ACCP (2019) prognostiziert, bedingt durch die zunehmende Bevölkerungsanzahl, ebenfalls eine deutliche Zunahme im Abfallaufkommen.



Abb. 16: Pilotprojekt Abfallseparation in Addis Abeba, Cifa Onlus 2021

Eine der größten Herausforderungen bei der ökonomischen Entwicklung von Niedriglohnländern ist die korrelierende Entwicklung des spezifischen Abfallaufkommens, was häufig unberücksichtigt bleibt in den bestehenden Entsorgungsstrukturen, auch in Äthiopien (Teshome 2021). Gelan (2021) stellte fest, dass in Addis Abeba die Abfallmengen steigen, aber die Effizienz der Abfallwirtschaft abnimmt (s. Abb. 16). Das gleiche Problem besteht auch in anderen Entwicklungsländern der Welt und ist nicht nur für Afrika charakteristisch. Die erfassten Abfälle stammen in der Region zum Großteil aus Haushalten. Während die durchschnittliche Erfassungsrate für die Sub-Sahara-Region zwischen 40 und 50 % liegt, beträgt die Restabfallrecyclingquote für den afrikanischen Konti-

⁹ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH

nent insgesamt lediglich 4 % (Teshome 2021; Gelan 2021; ACCP 2019). Für die größte Stadt Äthiopiens, Addis Abeba, liegt die Erfassungsquote bei 70 % (Kaza 2018). Ebenfalls werden sich perspektivisch die stofflichen und energetischen Eigenschaften des Abfalls ändern. Hauptursache hierfür ist der steigende Anteil an Konsumgütern im Abfall, bedingt durch den steigenden Lebensstandard. Ausgehend von einem Anteil von ca. 50% sind Nahrungs- und Küchenabfälle und andere organische Abfälle die dominante Fraktion im Restabfall.

3.2.2 *F&E-Schwerpunkt Biobasierte Produkte und Kraftstoffe*

Die Vision einer klimaneutralen und nachhaltigen Bioökonomie setzt den Rahmen für die Ausrichtung des Forschungsschwerpunkts „Biobasierte Produkte und Kraftstoffe“ am DBFZ. Dieser Rahmen ist maßgeblicher Bestandteil verschiedenster Prozessketten: Angefangen bei biogenen Roh-, Rest- und Abfallstoffen als erneuerbare Kohlenstoffquelle hin zu biobasierten Produkten und Kraftstoffen als Teil von Bioraffinerien. Dies berücksichtigt auch die Einbindung anderer erneuerbarer Energieträger. Somit sollen kohlen- und nährstoffbasierte Stoffkreisläufe geschlossen werden.

Die Entwicklung kreislaufgeführter Bioenergieträger, vor allem im Verkehrssektor und der Industrie, erfordert die Entwicklung von Verfahren und Konzepten, die Umsetzung und Skalierung im Labor- und Technikumsmaßstab sowie eine umfängliche Technologiebewertung. Die umfassende Technikbewertung reicht dabei von involvierten Einzelprozessen bis hin zu kompletten Bioraffineriekonzepten und umfasst Prozesssimulationen, Kostenrechnungen und Lebenszyklusanalysen. Durch die rechnerische Übertragung experimenteller Ergebnisse auf den Produktionsmaßstab wird zudem die Prozessentwicklung kompletter Bioraffinerien unterstützt. Für die Entwicklung technischer Lösungen zur Vermeidung und Minderung von klima- und schadstoffrelevanten Emissionen bedarf es fundierter Kenntnisse über deren prozessbedingte Entstehung.

Im Bioraffinerietechnikum des DBFZ werden biobasierte Produkte aus feuchten Biomassen und biogenen Rest- und Abfallstoffen durch hydrothermale Prozesse (HTP) sowie gasförmige Produkte aus trockenen Biomassen und biogenen Rest- und Abfallstoffen oder auch Zwischenprodukten durch thermochemische Vergasung untersucht. Für beide Konversionsschritte werden unterschiedliche Reaktorkonzepte verfolgt, die je nach Einsatzstoff und gewünschtem Produkt geeignet sind. Aus biobasiertem Synthesegas – aus der thermochemischen Vergasung oder anderen Quellen – lassen sich zudem synthetische Produkte herstellen. Für diese Untersuchungen werden spezifische Reaktoren entwickelt, betrieben und optimiert. Um biobasierte Produkte und Kraftstoffe auch aus komplexen Stoffmischungen aufzureinigen zu können, wird zudem die benötigte Trenntechnik untersucht und entwickelt. Dabei wird sowohl die Gewinnung von festen als auch flüssigen Produkten verfolgt. Erst durch die sinnvolle Kombination dieser Prozessschritte ergeben sich Bioraffineriekonzepte, in denen vermarktungsfähige Produkte hergestellt werden können. Die Versuchsanlagen im

Bioraffinerietechnikum sind so ausgelegt und dimensioniert, dass sie möglichst industriennahe Ergebnisse liefern, um eine Grundlage für erste Betriebsparameter für die Skalierung der Bioraffineriekonzepte zu liefern. Durch die Möglichkeit, komplette Verarbeitungsketten abzubilden, können auch entsprechende Produktmuster hergestellt werden.

Pilot-SBG – Biobasiertes Methan als Baustein für einen klimaneutralen Verkehrssektor

Das zuvor beschriebene Knowhow kommt im bislang einzigartigen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben „Pilot-SBG – Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung und Realisierung einer Anlage im Pilotmaßstab“ zur Anwendung. Das Akronym Pilot-SBG steht dabei für Pilotanlage Synthetisiertes Biogas. In diesem vom BMDV finanzierten Vorhaben sollen bislang unzureichend genutzte biogene Rest- und Abfallstoffe aus landwirtschaftlichen (v.a. Stroh und Gülle) und urbanen (v.a. Grün- und Biogut) Szenarien in komplementären Rohstoffmischungen zu erneuerbarem Methan als Hauptprodukt umgesetzt werden. Dieses erneuerbare Methan soll in der Folge einen essentiellen Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors leisten. Dafür ist die Errichtung einer Pilotanlage im Technikumsmaßstab am Standort des DBFZ in Leipzig in vollem Gange. Einen Überblick über die Bausteine innerhalb des Vorhabens gibt nachstehende Infografik (s. Abb. 17).

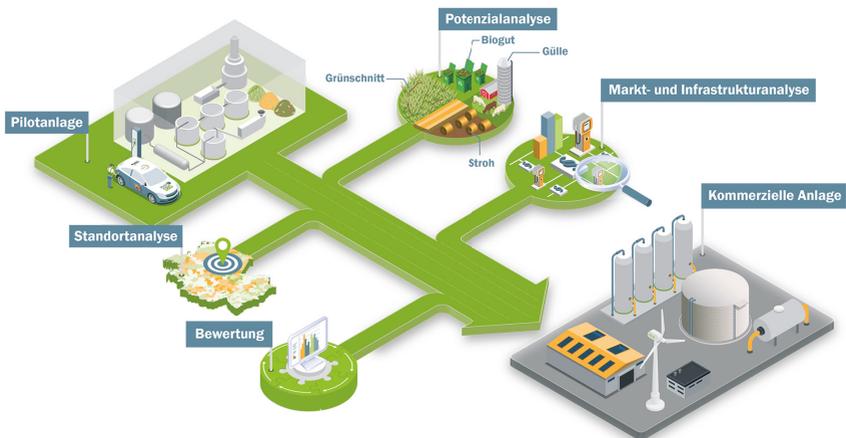


Abb. 17: Übersicht über das Vorhaben Pilot-SBG, ©DBFZ

Das Konzept der Pilotanlage im Sinne einer FuE-Technologieplattform kombiniert im Kern eine anaerobe Vergärung mit innovativen Vor- und Aufbereitungsprozessen wie bspw. eine hydrothermale Rohstoffvorbereitung und Gärrestaubaufbereitung, diverse Trennverfahren zur Wertstoffgewinnung und ebenfalls Gärrestaubaufbereitung sowie eine abschließende katalytische Methansynthese

zur Erhöhung der Methanausbeute aus Biogas. Die individuellen Module werden jeweils kontinuierlich oder als Batch betrieben. Themenübergreifend werden Voruntersuchungen und ein Prozessparameterscreening anhand von Modell- und Realbiomassen durchgeführt sowie konkrete Betriebskonzepte anhand entsprechender Prozesssimulationen erstellt. Zudem werden regionale und überregionale Potenziale betrachtet, die ebenso wie eine Kosten- und Lebenszyklusanalyse in eine Machbarkeitsbewertung für konkrete Praxisanlagen einfließen.

abonoCARE® – Es geht nicht immer nur um Kohlenstoff

Neben der Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe zur Erschließung nachhaltiger Kohlenstoffquellen ist auch die Nutzung weiterer Biomassebestandteile essentiell. Ein sehr prominentes Beispiel ist hierbei die Erzeugung von phosphorhaltigen Recyclaten für eine nachhaltige Landwirtschaft. Dabei stellen Klärschlämme und tierische Gülle die größte einheimische Phosphorquelle in Deutschland dar.

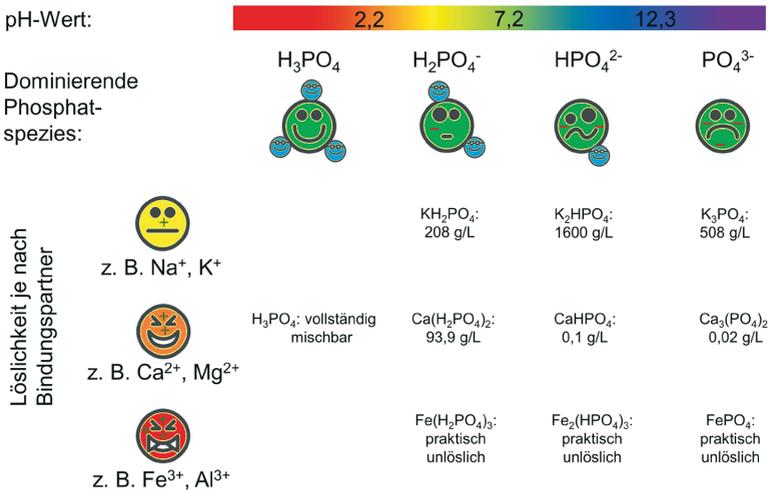


Abb. 18: Löslichkeit unterschiedlicher Phosphatspezies in Klärschlamm in Abhängigkeit der genutzten Fällung in der Abwasserreinigungsanlage. Quelle: Körner, P., Röver; L. (2022). „Ganz ohne Feuer – Phosphorextraktion aus Klärschlamm“, Müll und Abfall 4:190-196

Im BMBF-Vorhaben „abonoCARE® – Geschlossene Technologieketten für das Nährstoffrecycling aus organischen Reststoffen“ stehen vor allem diese biogenen Rest- und Abfallstoffe im Fokus und sollen als heimische Quelle für Stickstoff und Phosphor quasi angezapft werden. Das DBFZ arbeitet dabei konkret an der Entwicklung der säure- und membranbasierten Phosphorabscheidung während der hydrothermalen Carbonisierung (HTC) insb. von Klärschlämmen sowie der energieeffizienten Trocknung von HTC-Kohle im Labormaßstab. Auch hier fließt v.a. das verfahrenstechnische Knowhow des DBFZ in die Entwick-

lung einer kontinuierlichen Technikumsanlage zur hydrothermalen Behandlung von Klärschlamm und anschließender Heißentwässerung ein. Ziel ist dabei die Überführung von Phosphor in die wässrige Phase, die nach der HTC und Entwässerung zurückbleibt. Phosphor kann aus dieser wässrigen Phase dann mit üblichen Fällungsprozessen zurückgewonnen werden. Zusätzlich fällt eine Klärschlammkohle an, die deutlich trockener ist im Vergleich zu konventionell mechanisch entwässertem Klärschlamm. Wie komplex die Rückgewinnung von Phosphor in direkt pflanzenverfügbare Form ist, verdeutlicht nachstehende Abb. zur Löslichkeit unterschiedlicher Phosphatspezies.

3.2.3 F&E-Schwerpunkt Intelligente Biomasseheizstrategien

Die erneuerbare Wärmebereitstellung aus Biomasse hat immer noch den weit überwiegenden Anteil an der gesamten erneuerbaren Wärmebereitstellung und auch wenn derzeit mehr Wärmepumpen neu installiert werden als Biomasseheizanlagen, kommt es nur zu einer sehr langsamen Veränderung der Anteile erneuerbarer Wärme.

Bisher basiert die erneuerbare Wärme im Endkundenbereich vor allem auf den verschiedenen Sortimenten an Holz (über 99 %). Hierbei wird in Einzelraumfeuerstätten vor allem gehacktes bzw. gespaltenes Primärholz eingesetzt, während im Bereich der automatisch beschickten Holzhackschnitzel- und Holzpelletfeuerungen überwiegend Reststoffe aus der Holzverarbeitenden Industrie oder der Wald-, Landschafts- und Straßenpflege eingesetzt werden. Diese Wärme (ggf. gekoppelt mit einer Stromerzeugung) dient häufig als alleinige oder prioritäre Wärmequelle.

In Altholzwerkstätten und Müllverbrennungsanlagen werden Abfallhölzer getrennt oder gemischt mit anderen Abfallsegmenten zu Strom und/oder Wärme umgewandelt, wobei entweder die Stromerzeugung im Vordergrund steht oder die Abfallbeseitigung.

Für eine zukünftige, smarte Wärmebereitstellung aus Biomasse arbeitet der Forschungsschwerpunkt Intelligente Biomasseheiztechnologien an drei wesentlichen Ansatzpunkten:

- 1) Reduzierung des Einsatzes hochwertiger Holzsortimente und Ersatz durch minderwertige Rest- und Abfallholzqualitäten sowie die Erschließung von alternativen biogenen Rest- und Abfallstoffen,
- 2) Entwicklung von hybriden Wärmeversorgungsanlagen und -konzepten in allen Leistungsgrößen, deren Hauptenergiequelle Umgebungswärme oder Solarthermie ist und die für die Spitzenlasten um Biomasse ergänzt werden,
- 3) Intelligente Systemregelungskonzepte, die den Biomasseeinsatz in hybriden Lösungen unter Systemdienlichkeitsgesichtspunkten minimiert sowie digitale Lösungen zur beschleunigten Marktdurchdringung.

Technisch hat die Aufbereitung von biogenen Rest- und Abfallstoffen zu hochwertigen biogenen Festbrennstoffen über verschiedenste Verfahren (sortieren, waschen, mischen, kompaktieren, torrefizieren) in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. An der rechtlichen Zulässigkeit des energetischen Einsatzes auch außerhalb der thermischen Entsorgung wird intensiv gearbeitet (s. AbfallEnde). Auch wurde die genehmigungsrechtliche Zulassung von Feuerungen für agrarische Reststoffe (Nr. 8 1.BImSchV) erreicht und an der Zulassung der Nr. 13 Brennstoffe wird gerade gearbeitet.

Parallel zur Verschiebung der Biomassequellen gilt es, insgesamt den Biomasseeinsatz je erneuerbarer Heizungsanwendung deutlich zu senken. Hierfür unterstützt das DBFZ die Wärmenutzungskaskade, die einen Vorrang des Anschlusses an Wärmenetze inklusive der Abwärmenutzung vorsieht, dann die Erschließung der Umgebungswärme favorisiert und nur für die Objekte, in denen beide Optionen technisch oder zu vertretbaren Kostenmehraufwänden nicht möglich sind, Biomasseheizanlagen vorsieht. Dies trifft vor allem für wenig gedämmte Gebäude ohne Flächenheizungen zu. Da dies die Mehrzahl der Bestandsgebäude umfasst, ist aus Sicht des DBFZ der Ersatz der bestehenden Öl- oder Gasheizungen durch überwiegend auf Biomasse basierende Systeme unter Berücksichtigung der begrenzten Biomassepotenziale nur in Ausnahmefällen zu empfehlen. Vielmehr sollten hier prioritär Hybrid-Heizungssysteme aus Wärmepumpe und Biomasse zum Einsatz kommen, deren Konzeption und technische Optimierung am DBFZ vorangetrieben wird. Um mögliche Fehler in derartigen komplexen Systemen, wenn sie dann auch noch verbrennungstechnisch kritischere Brennstoffe einsetzen, schnell und automatisiert zu erkennen, arbeitet das DBFZ u. a. am Projekt IdDiaPro¹⁰.

Hybrid-Systeme sind zunehmend in den Strom und Mobilitätsbereich einzukoppeln, so dass intelligente Regelungssysteme inkl. Einbindung von Wetter- und Kostenprognosen zu entwickeln sind. Neben den passenden Lösungen arbeitet das DBFZ im Bereich digitaler Werkzeuge auch intensiv an modernen Lösungen, um Beratung, Planung, Umsetzung und Betriebsoptimierung zu vereinfachen, zu automatisieren und zu standardisieren, um nicht nur die Entscheidungen der Nutzer*innen zu beschleunigen, sondern auch die Umsetzungshemmnisse bis hin zum Handwerker-mangel aufzulösen (s. OBEN).

Projekt: AbfallEnde – Abfall-Ende-Eigenschaft unbehandelter holzartiger Reststoffe durch Aufbereitungsverfahren und Qualitätssicherung; Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.11.2019-30.09.2022 (FKZ: 03KB160)

¹⁰ Identifikation von Methoden zur Diagnose, Prognose und Behebung von nicht-nominalen Betriebszuständen in biomassebasierten Versorgungssystemen; Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.03.2021 – 31.08.2022 (FKZ: 03EI5425)



Die Umstellung der erdölbasierten auf eine biomassebasierte Ökonomie stellt eine wesentliche Herausforderung für die Gesamtwirtschaft dar. Biomasserohstoffe müssen in diesem Zusammenhang verstärkt einer Kaskadennutzung zugeführt werden. Die stoffliche Nutzung hochqualitativer Rohmaterialsortimente hat Vorrang vor deren energetischer Verwertung. Entsprechend müssen für die Bioenergieerzeugung zunehmend Reststoffe, NebenproduktesowiebiogeneAbfallstoffemobilisiertwerden.

Im Vorhaben wird aus diesem Grund die Nutzbarmachung holziger Rest- und Abfallstoffe durch eine gezielte mechanische Aufbereitung untersucht. Die dabei entstehenden biogenen Festbrennstoffe sollen für die Erzeugung von regenerativer Wärme in kleinen und mittleren Feuerungsanlagen nach 1. und 4. BImSchV nutzbar gemacht werden.

Im Sinne des Projektes soll durch erweiterte Sortier- und Aufbereitungsverfahren in Verbindung mit der Qualitätssicherung der Nachweis erbracht werden, dass niedrig qualitative, naturbelassene Holzsortimente ein praktisch ungenutztes Brennstoffpotenzial darstellen. Folgende Schwerpunkte werden bearbeitet:

1. Herbeiführung der Abfall-Ende-Eigenschaft und Qualitätssicherung (QS)
 - Durchführung von mechanischen Aufbereitungsverfahren zur Konzentrierung von Schadstoffen in einer im Anschluss abscheidbaren Fraktion
 - Festlegung von Kontrollpunkten, Prüfindervallen und Analysen
 - Erarbeitung von Qualitätsstandards für Hackschnitzel und Kompaktate aus holzigen Rest- und Abfallstoffen
2. Nachweis der Umweltverträglichkeit, Übertragbarkeit und Bilanzierung
 - Nutzung in Feuerungsanlagen <100 kW und in einer Vergasungsanlage inkl. Emissionsmessungen und Ascheanalysen
 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie Öko- und Stoffbilanzen
 - Übertragbarkeit auf andere sowie gleiche Biomassearten untereinander
3. Formalrechtliche Stellungnahme
 - Definitionen und Erarbeitung einer abfall- und genehmigungsrechtlichen Stellungnahme zur Ableitung und Definition von Abfall-Ende- und Produkteigenschaften

Partner: DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH (Österreich), Fachhochschule Südwestfalen, Institut für Brennholztechnik IBT-Krämer

Projekt: IdDiaPro – Identifikation von Methoden zur Diagnose, Prognose und Behebung von nicht-nominalen Betriebszuständen in biomassebasierten Versorgungssystemen; Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.03.2021-31.08.2022 (FKZ: 03EI5425)

Die Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen sowie von Biomassen minderer Qualität ist für eine nachhaltige Verwertung aller verfügbarer biogener Stoffströme zunehmend von Interesse. Das führt zum einem zu einem höheren Verschleißrisiko der Komponenten und dadurch zu häufigeren Ausfallzeiten sowie zum anderen zu schwankenden Prozesszuständen. Der Betriebszustand und der technische Zustand der einzelnen Komponenten sowie des Gesamtsystems sind dabei in der Praxis für den Betreiber einer kleinen Anlage (im Leistungsbe- reich unterhalb von 500 kW_{th}) kaum erkennbar, weil sich ein explizites Modell des Gesamtprozesses üblicherweise nicht kostengünstig erstellen lässt. Die Identifikation eines nicht-nominalen Betriebsverhaltens von biomassebasierten Versorgungssystemen kann dabei durch das Zusammenspiel aus bereits vor- handener, moderner Sensorik und leistungsfähigen Algorithmen mit vergleichs- weise geringem Aufwand ermöglicht werden.

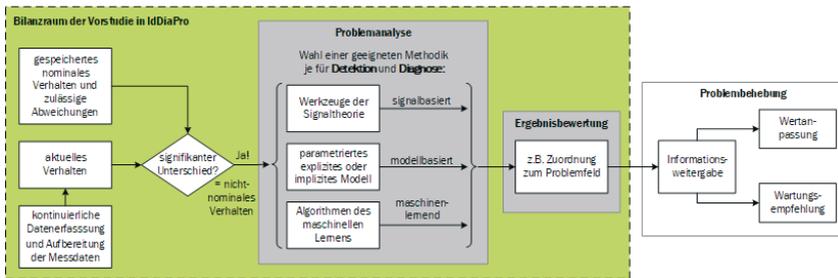


Abb. 19: Projektmethodik, Quelle: Projektantrag

Ziel des Forschungsvorhabens IdDiaPro ist es vor diesem Hintergrund, die vor- handene Datenbasis der Projektpartner aus Technikums- und Demonstrati- onsanlagen zu nutzen und damit eine Methodik zur Sicherstellung des effizien- ten und störungsarmen Anlagenbetriebes zu entwickeln (Abb. 19). Zusätzlich erfolgt im Rahmen des Projektes eine Bewertung des Betriebsverhaltens mittels (i) modellbasierter Analysemethoden, (ii) signalbasierter Analysemethoden, (iii) Methoden des maschinellen Lernens und einer Kombination aus den genann- ten Methoden. Damit sollen Lösungsansätze und Konzepte erarbeitet werden, die mit existierender Anlagen-, Informations- und Kommunikationstechnik imple- mentiert werden können, um nicht-nominales Betriebsverhalten zu detektieren und zukünftiges Betriebsverhalten vorauszusehen.

Erste Ergebnisse: Im Projekt wurden zunächst Algorithmen der Kategorie Unüberwachtes Lernen genutzt, um zu untersuchen, wie gut Prozessstrukturen bzw. -zustände, Anlagenstrukturen sowie Brennstoffeigenschaften mit jeweils

mehreren Variablen (Features, Attributen) modelliert werden können, auch wenn dafür keine Kategorien vorhanden sind. Die genutzten Algorithmen gruppieren unsortierte Informationen auf der Basis von Ähnlichkeiten und Unterschieden innerhalb der Modelleingangsdaten.

Projekt: OBEN – Ölersatz Biomasse Heizung; Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.09.2019-28.02.2023 (FKZ: 03KB156)

Mit rund 16 % Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Wärmebereitstellung steht die Wärmewende noch am Anfang. Allein im Bereich der Ein-/Zwei- und kleinen Mehrfamilienhäuser sind noch rund 20 Mio. Öl- und Gasheizungen im Betrieb, die in den kommenden 15 bis 20 Jahre vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden müssen. Dazu sind die aktuellen Neuinstallationszahlen von erneuerbaren Wärmelösungen etwa zu verfünffachen. In einer umfangreichen Hemmnisanalyse hat sich gezeigt, dass zwar alle Informationen im Netz und bei vielen Akteuren vorhanden sind, dass es aber mindestens genauso viele Fehlinformationen gibt. Dadurch werden viele Interessierte von einer finalen Austauschentscheidung abgehalten. Außerdem fehlen für die zu realisierenden Stückzahlen Planer und Heizungsinstallateure. All diese Hemmnisse geht das Projekt mit Politikempfehlungen und digitalen Lösungsansätzen an (s. Abb. 20).

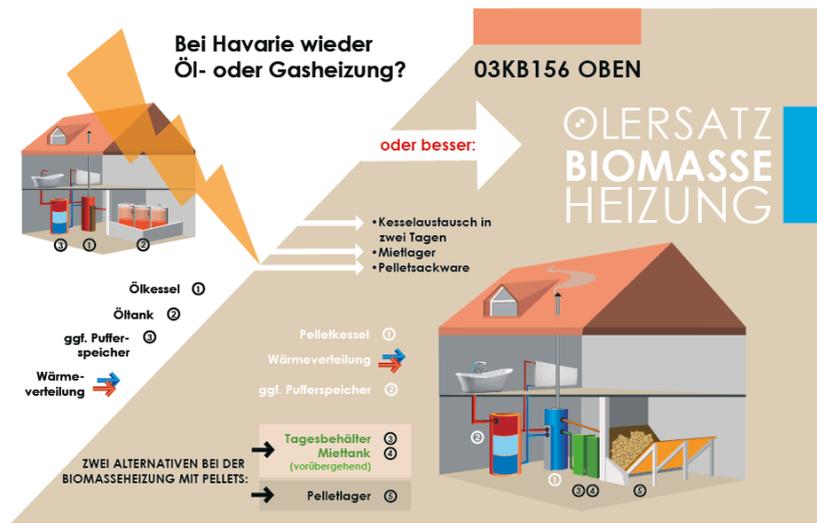


Abb. 20: Ölersatz Biomasse Heizung, ©DBFZ 2021

Zentrale Erkenntnis ist der Bedarf nach einer bekannten und vertrauenswürdigen zentralen (digitalen) Anlaufstelle von der aus die Interessierten durch den gesamten Austauschprozess geleitet werden. Dabei sollen zur jeweiligen Zeit

genau die für die anfragende Person passenden Informationen in der richtigen Detailltiefe zur Verfügung gestellt werden. In einer ersten digitalen Umsetzung wird für die Interessierten entsprechend der wissenschaftlich nachhaltigen Wärmelösungspriorisierung eine Auswahlentscheidung erarbeitet und kommuniziert, um sich damit auf die konkrete Detailplanung fokussieren zu können.

3.2.4 *F&E-Schwerpunkt Katalytische Emissionsminderung*

Die Umwandlung von regional verfügbaren biogenen Rest- und Abfallstoffen trägt im erheblichen Maße zur regenerativen Energieversorgung in Deutschland bei und kann aufgrund der Speicherbarkeit zur bedarfsgerechten Energieversorgung eingesetzt werden. Überdies trägt die Substitution von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas durch nachwachsende Biomasse zur Minderung der Abhängigkeit Europas von den genannten Energieträgern bei, deren Lagerstätten überwiegend außerhalb Europas liegen. Um zukünftig zur weitgehenden Minderung der Treibhausgasemissionen beizutragen, die aus der Wandlung von Biomasse resultieren, müssen insbesondere Luftschadstoffe wie Kohlenstoffmonoxid, Kohlenwasserstoffe, Rußpartikel und Stickstoffoxide sowohl durch primäre Maßnahmen an den Anlagen (z.B. optimierte und neuartige Reaktionsräume) als auch sekundäre Maßnahmen (z.B. anlagenintegrierte Katalysatoren und Elektroabscheider) vermieden werden.

Mit in den letzten Jahren durchgeführten Forschungsprojekten zwischen Unternehmen und Forschungseinrichtungen konnten zahlreiche grundlegende Erkenntnisse erzielt werden, so dass durch technische Minderungsmaßnahmen eine Schadstoffabsenkung erreicht werden kann. Zudem zeigen die Ergebnisse aus marktnahen Untersuchungen, dass praktische Bedarfseinflüsse sowie übliche Praxisbedingungen in Kleinanlagen zur deutlichen Steigerung der Emissionen und zu geringeren Nutzungsgrade gegenüber Zulassungs- und Abnahmemessungen führen. Deshalb müssen bei zukünftigen Entwicklungsstudien mit dem Ziel von „Nullemissionen in der Praxis“ diese Aspekte zusätzlich berücksichtigt werden und technische Entwicklungen entsprechend um umfangreiche Feldmessungen und Abgleich mit Herstellererkenntnissen erweitert werden. Auf diese Weise erfolgen für ausgewählte Anlagenkonzepte Demonstratorentwicklungen, die über Theorie und Labor bis hin zum Feld ausgiebig erprobt und weiterentwickelt werden.

Die neuen WHO¹¹-Empfehlungen zu Luftschadstoffen verdeutlichen, dass zukünftig erheblich effektivere Maßnahmen bei der Minderung von Luftschadstoffen wie Feinstaub und Stickstoffoxiden benötigt werden. Dies steht auch im Einklang mit dem EU-Ziel der Nullemissionen. Auch Kohlenwasserstoffe rücken stärker in den Fokus, da diese unter anderem als Vorläufer für bodennahes Ozon als toxisches und klimaschädliches Gas wirken. Auch Methan als sehr klimarelevantes Gas muss erheblich gemindert werden, um die Klimaschutzziele

¹¹ World Health Organization

erreichen zu können. Daher treiben wir am DBFZ die Entwicklung von entsprechenden katalytischen Verfahren weiter voran.

Bei den Festbrennstoffen werden hochwertige Holzsortimente zukünftig durch biogene Rest- und Abfallstoffe ersetzt werden müssen. Die dabei auftretenden höheren Luftemissionen erfordern sehr effiziente kombinierte Verfahren zur weitgehenden Minderung von Staub, Ruß, Stickstoffoxiden und toxischen Spuren an PAK¹² sowie polychlorierten Dibenzodioxinen und Dibenzofuranen. Die in den letzten Jahren begonnenen Entwicklungsschritte sind für die angestrebte breite Marktrelevanz kostenseitig zu optimieren.

Für die Methanminderung, beispielsweise an Biogas-BHKW, soll ein deaktivierungsstabiler Totaloxidationskatalysator praxisnah entwickelt werden. Dabei kommen die am DBFZ erarbeiteten vielversprechenden Ansätze zu porösem biogenen Silica als Katalysatorträger zur Anwendung.

Weiterhin wird intensiv die Gewinnung von anorganischen Werteelementen aus biogenen Rest- und Abfallstoffen erforscht. Startpunkt für diese Forschungsarbeiten waren die erfolgreichen Projekte zur Herstellung von Biosilica aus Reisspelzen.

Im Bereich der häuslichen Holzfeuerungen muss der Blaue Engel als freiwilliges Umweltzeichen für Einzelraumfeuerungen in der Branche umgesetzt und breit akzeptiert werden, um damit gesundheits- und klimaschädliche Rußpartikel erheblich zu mindern. Die Weiterentwicklung der Prüf- und Messverfahren, z.B. für Partikelanzahlkonzentrationen, unter Beachtung der Übertragbarkeit auf die Praxis ist dabei von großer Bedeutung. Der Blaue Engel für Kaminöfen ist seit 2020 verfügbar. Seit Anfang 2022 ist zudem eine vom DBFZ mitentwickelte Blaue-Engel-Vergabegrundlage für Partikelabscheider an Bestandsanlagen im Bereich häuslicher Holzfeuerungen veröffentlicht worden. Die Vergabegrundlagen sind mittelfristig auf Aktualität zu überprüfen und ggf. an neue Erkenntnisse der Geräte- und Messtechnik anzupassen.

Projekt: PaCoSil – Verbrennung regional verfügbarer Reststoffe zur energetischen Nutzung von Biomasse und zur gekoppelten Erzeugung von biogenem Silika für Feinstaubfilter-Prozesse; Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.07.2021-30.06.2024 (FKZ: 03E15436)

Im Vorhaben PaCoSil wird erforscht, wie mit in Deutschland regional verfügbaren siliziumreichen biogenen Reststoffen regenerative Wärme und zusätzlich gekoppelt siliziumangereicherte poröse sowie röntgenamorphe anorganische Festkörper hergestellt werden können, um diese für die stoffliche Nutzung in umwelttechnischen Prozessen nutzbar zu machen. Bei der an die wärmege-

¹² Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe

fürte Produktion gekoppelten stofflichen Nutzung entstehen siliziumreiche biogene Reststoffe als Nebenerzeugnis. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens insbesondere dadurch gegeben, dass eine wärmegeführte Produktion mit der stofflichen Nutzung der Ascheanteile verbunden werden kann. Als siliziumreiche regional verfügbare biogene Reststoffe werden Hafer- und Dinkelspelzen verwendet. Auch Reisspelzen als Referenzmaterial werden untersucht (Abb. 21). In vorhergehenden Untersuchungen wurde bereits ein Herstellungsverfahren zur Erzeugung von porösem Siliziumdioxid (SiO_2) aus siliziumreichen biogenen Reststoffen wie Reisspelzen entwickelt. Im Fokus stand dabei die Nutzung von Reisspelzen als Reststoff. Durch einen thermischen Prozess und einen vorgeschalteten chemisch-physikalischen Prozess wird aus der Biomasse reines Siliziumdioxid für verschiedene Anwendungen gewonnen.



Abb. 21: Reisspelzen (links) und daraus gewonnenes Biosilica (rechts),

Foto: © Paul Trainer/DBFZ 2022

Projekt: BioFeuSe – Neue Sensorik für die Prozessoptimierung von SCR-Verfahren und Partikelabscheidung an Biomasseverbrennungsanlagen, Bundesministerium für Wirtschaft und Klima/Projektträger Jülich, 01.07.2021-30.06.20224 (FKZ: 03EI54346)

Bei der Nutzung biogener Reststoffe in Verbrennungsanlagen sowie bei der Verbrennung von Biogas treten erhöhte Stickstoffoxidemissionen auf, welche gemindert werden müssen. In dem Forschungsvorhaben wird die Entwicklung neuartiger Sensoren und Sensorprinzipien zur Messung von Stickstoffoxiden (NOX) und Ammoniak (NH_3) angestrebt, welche für die optimale Steuerung von SCR-Systemen und das Monitoring von Biomasseanlagen eingesetzt werden können.

3.2.5 F&E-Schwerpunkt Systembeitrag von Biomasse

Die künftige Biomassenutzung muss zahlreichen Ansprüchen gerecht werden. Dazu gehören Ernährungssicherung, Versorgungssicherheit im Mix mit anderen Erneuerbaren Energien, aber auch innovative Produkte und Märkte im Rahmen der Bioökonomie sowie Klima- und Umweltschutz und nicht zuletzt die Entwicklung ländlicher Räume. Dies stellt eine große Herausforderung in der Umsetzung dar. Weil gleichzeitig die Potenziale der Biomasse begrenzt sind, ergeben sich Zielkonflikte und Grenzen der Biomassenutzung. Um Biomasse im Rah-

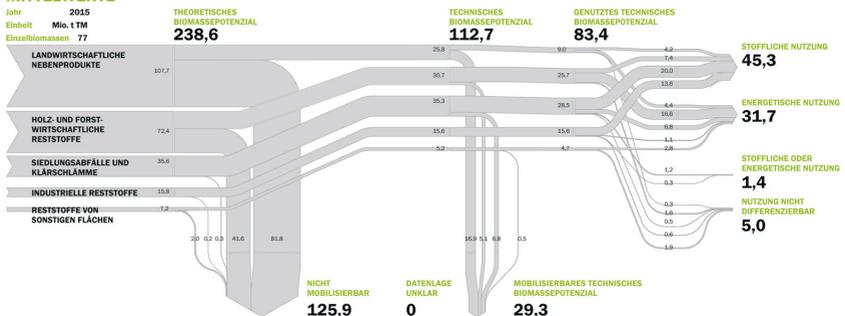
men einer nachhaltigen, kreislauforientierten Bioökonomie klug einzusetzen, müssen verschiedene Dimensionen der Nachhaltigkeit betrachtet und möglichst so operationalisiert werden, dass die anstehenden Entscheidungen im Rahmen der Energie- und Rohstoffwende hin zu Netto-null-Versorgungssystemen bis zur Mitte des Jahrhunderts unterstützt werden können.

Um das Aufkommen und die Verfügbarkeit von biogenen Ressourcen als eine entscheidende Grundlage für die Bewertung von Chancen und Risiken der bestehenden und potenziellen Nutzung zu berücksichtigen, werden daher für verschiedene geographische Regionen Rohstoffmonitoringsysteme entwickelt, implementiert und in standardisierten Formaten verfügbar gemacht. Berücksichtigt werden über 100 verschiedene biogene Reststoffe aus zahlreichen Sektoren.

Alle Ergebnisse inkl. deren Dokumentation stehen für eine individuelle Datenauswertung in einer Online-Datenbank zur Verfügung, die unter <http://webapp.dbfz.de> kostenfrei erreichbar ist. Enthalten sind Nebenprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft, Siedlungsabfälle, Klärschlamm, industrielle Reststoffe sowie Reststoffe von sonstigen Flächen. Auf dieser Grundlage beläuft sich das jährliche anfallende technische Biomassepotenzial auf 85,6 bis 139,6 Mio. t Trockenmasse. Zwischen 67 und 85 % befinden sich bereits in einer stofflichen und/oder energetischen Nutzung. Das DBFZ geht davon aus, dass neben der Optimierung der bestehenden Nutzung auf eine Menge von 12,8 bis 45,5 Mio. t TM für weiterführende Anwendungen mobilisiert werden kann. Eine Stoffstromaggregation aller Biomassen ist in Abb. 22 dargestellt.

BIOGENE RESTSTOFFE IN DEUTSCHLAND

MITTELWERTE



Monitoring der Bioökonomie Ressourcenbasis und Nachhaltigkeit

Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon)
Quelle: DBFZ Ressourcendatenbank 12/2020



Abb. 22: Aggregierter Stoffstrom von biogenen Reststoffen, Nebenprodukten und Abfällen als Mittelwerte, Quelle: DBFZ Ressourcendatenbank, <http://webapp.dbfz.de>

Darauf basierend werden Strategien entwickelt, mit denen die Motivation verschiedener Stake- und Shareholder erfasst und interpretiert werden können, damit weiterführende Optimierungs- und Mobilisierungsstrategien erfolgreich

umgesetzt werden können. Hier liegt ein besonderer Schwerpunkt auf der Transformation der mitteldeutschen Kohlereviere.

Die begrenzte Biomasse so zu integrieren, dass sie einen größtmöglichen Systemnutzen liefert, ist die Voraussetzung für eine nachhaltige Energie- und Rohstoffwende. Flexible Nutzung von Biomasse zusammen mit anderen erneuerbaren Energien liefert in unterschiedlichen Energiebereichen die Chance für eine hochwertige Nutzung. Eine zunehmende Bedeutung haben dabei Synergien von Bioenergie mit weiteren energie- und klimapolitischen Elementen wie Wasserstoff und Kohlenstoffentnahme aus der Atmosphäre. (z.B. Bioenergie mit Carbon Capture and Storage – BECCS). Aktuell erarbeiten wir dazu 1) ein Monitoring der Systemintegration von Biomasse, u.a. Integrationsindikatoren und dessen Bewertungen, Synergien, Nutzungskonkurrenzen sowie Geschäftskonzepte und 2) langfristige Szenarien und Transformationspfade.

Dabei ist stets zu berücksichtigen, dass die Nutzung biogener Ressourcen nicht automatisch nachhaltig ist. Mit verschiedenen Methoden und Tools der angewandten Nachhaltigkeitsbewertung erfolgt daher die umfassende Begleitung von etablierten und neuen Prozessen, Konzepten und Produkten der Bioökonomie, wobei dieser Bewertungsrahmen kontinuierlich erweitert und beispielsweise mit Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen abgesichert wird.

Das Systemwissen um die Stärken und Schwächen verschiedener Nutzungsoptionen wird kontinuierlich verdichtet und in Biomasse-Systemanalyse-Modellen zusammen mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) untersucht. Übergreifend werden Fragen der Datenbasis der Bioenergie und der Vernetzung der Bioenergieforschung im Rahmen der Programmbegleitung der energetischen Biomassenutzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klima adressiert. Zudem findet dieses auf vielfältige Weise generierte Systemwissen zunehmend Eingang in strategische Analysen und Empfehlungen für die Etablierung einer nachhaltigen Bioökonomie, sowohl in wissenschaftlichen Arbeiten als auch in der Politikberatung.

Das Datenlabor ermöglicht den Forschenden des DBFZ modernste Methodiken der Informationstechnologie und Datenwissenschaft für ihre Projekte mühelos und gewinnbringend einzusetzen.

Zu den aktuellen Zielen des Datenlabors gehört einerseits, die Forschungsdaten nach den FAIR-Prinzipien verfügbar und nachhaltig nutzbar zu machen – FAIR steht für Findable (Auffindbar), Accessible (Zugänglich), Interoperable (Interoperabel) und Reusable (Wiederverwendbar). Andererseits wird eine Expertengruppe aufgebaut, die anwendungsorientierte Datenwissenschaft "Data Science" hinweg über alle Forschungsbereiche betreibt, von "AI" (artificial intelligence, künstliche Intelligenz) bis Visualisierung.

Zwei Beispielprojekte illustrieren die Arbeit:

Projekt: Dashboards „Regionale Biomassepotenziale“

Mit den neuen Rohstoff-Dashboards des DBFZ können alle Interessierten die zeitliche Entwicklung und die räumliche Verteilung von verschiedenen biogenen Rest- und Abfallstoffen für Deutschland recherchieren. Damit die zugrundeliegenden Forschungsergebnisse möglichst umfangreich nachgenutzt werden können, werden alle Daten in einer wissenschaftlichen und referenzierten Datenpublikation kostenlos zum Download bereitgestellt. Das Projekt wurde mit Haushaltsmitteln der Arbeitsgruppe Ressourcenmobilisierung umgesetzt. Die verwendeten Eingangsdaten und Methoden stammen aus verschiedenen Forschungsprojekten: AGBioRestMon¹³ (FKZ 22019215, gefördert durch BMEL/FNR); Pilot-SBG¹⁴ (gefördert durch BMVI); MoreBio¹⁵ (gefördert durch BMEL/FNR); BEniVer¹⁶ (FKZ 03EIV116C, gefördert durch BMWi); PEGGÜ¹⁷ (gefördert durch BMEL); OpenGeoEdu¹⁸ (FKZ 19S2007D). Der Funktionsumfang der Dashboards (<https://datalab.dbfz.de/>) umfasst die Auswahl verschiedener Biomassen, Bezugsjahre, Schlüsselinformationen (Potenzialebenen) und Einheiten. Alle Daten können entweder auf Bundesland- oder auf Landkreisebene angezeigt und kostenfrei heruntergeladen und verwendet werden (Nutzungslizenz CC BY 4.0).

Projekt: BioNET – Multi-level assessment of Bio-based Negative Emission Technologies, Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF /Projektträger DLR, 01.01.2022-31.12.2024 (FKZ.: 01LS2107B)

Das Ziel des Verbundprojekts BioNET (Multi-level assessment of biomass bio-based NETs) ist es, zur Unterstützung lokaler und nationaler Entscheidungsträger eine umfassende Wissensbasis für die Bewertung von biobasierten Negativen Emissionstechnologien (NETs) in Deutschland zu schaffen, indem neue sozialwissenschaftliche Forschung mit modernster techno-ökonomischer Biomasse-Konkurrenzmodellierung und Trade-off-Analysen kombiniert wird.

Hierfür wird ein dreistufiger Ansatz verfolgt (s. Abb. 23): (1) Es werden transparente und öffentlich zugängliche Informationen und Daten zu biobasierten NET-Konzepten bereitgestellt, zugeschnitten auf den Informationsbedarf verschiedener Stakeholder, wie z.B. Energieversorger oder Verwaltungsbehörden. (2) Es werden neue partizipative Ansätze entwickelt, um die gesellschaftliche und institutionelle Machbarkeit zu untersuchen und (3) Es werden nationale biobasierte NET-Szenarien erarbeitet und bewertet, einschließlich techno-ökonomischer

¹³ Arbeitsgruppe Biomassereststoff-Monitoring

¹⁴ Pilotanlage Synthetisiertes Biogas

¹⁵ Modellegionen der Bioökonomie

¹⁶ Begleitforschung Energiewende im Verkehr

¹⁷ Studie zu den Perspektiven für die energetische Gülle- und Gärrestnutzung

¹⁸ Offene Daten für Lehre und Forschung in raumbezogenen Studiengängen (OpenGeoEdu) – Teilvorhaben e-Learning: "Räumliche Verteilung von biogenen Ressourcen"

Modellierung und eine Abschätzung von Trade-offs im Hinblick auf verschiedene Sustainable Development Goals (SDG).

Im Ergebnis wird das Projekt die Chancen von biobasierten NETs in Deutschland aufzeigen und mit Hilfe geeigneter Verbreitungsformate (offene Daten, Leitfäden, Policy Briefs, etc.), Entscheidungsträgern auf lokaler und nationaler Ebene sowie Forschern ermöglichen, biobasierte NETs in ihre Szenarien und Strategien einzubeziehen und zu priorisieren.

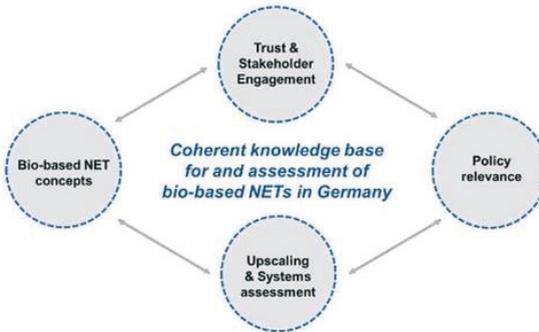


Abb. 23: Bausteine des Projektes BioNET

4 Ausblick

Auch wenn es vor dem Hintergrund des grausamen russischen Angriffskrieges in der Ukraine schwerfällt, müssen wir uns auch um andere globale Herausforderungen kümmern. Hierzu gehört insbesondere die Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft, die auch eine wesentliche Voraussetzung für die Vermeidung von kriegerischen Konflikten auf unserem Globus darstellt!

Stark vereinfacht wird dies global und auch national nur nach folgender Formel funktionieren:

Klimaneutralität (KN) = Erneuerbare Energien (EE) + Kreislaufwirtschaft (KW)

Wie im vorliegenden Beitrag dargestellt, haben wir in Deutschland bis 2045 noch einen weiten Weg vor uns. Im Jahr 2021 wurden 762 Mio. Mg CO₂ und die Reduktionsrate bezogen auf das Bezugsjahr 1990 liegt wieder unter 39 %.

Der EE-Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV) liegt derzeit lediglich bei knapp 16 %. Auch der EE-Anteil am gesamten deutschen Endenergieverbrauch (EEV) ist mit < 20 % für 2021 noch gering. Sowohl bei PEV als auch EEV lag der Anteil der energetischen Biomasseverwertung, bezogen auf den gesamten EE-Anteil bei rund 60 %. D.h. unser heutiger Energieverbrauch muss nun möglichst schnell auf etwa die Hälfte verringert werden, wozu neben konsequenten Energieein-

sparmaßnahmen insbesondere Steigerungen im Bereich der Energieeffizienz erforderlich sind. Die Energieversorgung Deutschlands muss in den nächsten Jahrzehnten vollständig in allen Sektoren auf erneuerbare Energien (EE) umgestellt werden. Hierfür ist ein massiver Ausbau und ein optimiertes Zusammenspiel von Wind- und Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft bei Strom, Wärme/Kälte und Mobilität erforderlich. Die Bioenergie wird künftig insbesondere zum Schließen der „Lücken“ gebraucht, wenn die anderen EE die Versorgungssicherheit alleine nicht gewährleisten können und die energetische Verwertung biogener Abfälle und Reststoffe einen höheren Stellenwert erlangen.

Auf der anderen Seite müssen wir unser „lineares“ Wirtschaftssystem zu einer wirklichen Kreislaufwirtschaft weiterentwickeln und auch davon sind wir ja noch weit entfernt. Ein zentraler Baustein ist hier, dass die Versorgung der Industrie mit organischen Grundstoffen möglichst weitgehend von petro- auf biobasierte Stoffe ausgerichtet wird und auch hier wird die optimierte stoffliche und energetische Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen ein zentrales Element.

Die langfristige Integration von Biomasse in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomiesystem ist nur realisierbar, wenn diese effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird. In Deutschland wird der Transformationsprozess zu einer nachhaltigen, zirkulären biobasierten Wirtschaft bzw. Gesellschaft u.a. durch den Bioökonomierat der Bundesregierung begleitet. Nun steht hier die Konkretisierung der ganzheitlichen Bioökonomiestrategie an und gemäß Koalitionsvertrag will die Regierung auch ein Konzept für die mittel- und langfristige energetische Nutzung von Biomasse erarbeiten. Beides wird dringend benötigt und für die Implementierung sind u.a. neue Technologiekonzepte sowie Koppel- und Kaskadennutzung erforderlich aber auch „negative“ Emissionen, die über die Speicherung von „grünem“ Kohlenstoff generiert werden. Biomasse ist dabei vorzugsweise aus nachhaltigem Anbau bereitzustellen und die nachhaltige Verwertung der biogenen Abfälle und Reststoffe wird eine zentrale Rolle spielen!

Vor diesem Hintergrund sind auch die internationalen Aktivitäten von besonderer Bedeutung, da Deutschland im Bereich der energetischen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen sowohl in der F&E als auch bei der praktischen Umsetzung zu den weltweit führenden Ländern gehört. Deshalb hat das DBFZ in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft der Universität Rostock die internationalen Projekte und Aktivitäten konsequent ausgebaut und wird dies in den nächsten Jahren noch weiter intensivieren. Auch die Mitwirkung in internationalen Fachorganisationen und Gremien ist hier wichtig. Beispielhaft ist hier die Vertretung Deutschlands durch das DBFZ in der Internationalen Energieagentur (IEA) im Bereich Bioenergie zu nennen, während die nationale Mitgliedschaft Deutschlands (DGAW&RETech) in der International Solid Waste Association (ISWA) durch den Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft der Universität Rostock koordiniert wird.

Literatur/Quellen

- ACCP (2019): Data Book 2019. African Solid Waste Management. Hg. v. African Clean Cities Platform. URL: https://africancleancities.org/data/D2_S3_Jica_Databook.pdf, abgerufen am 04.05.2022.
- AGEB 2022: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, URL: <https://ag-energiebilanzen.de/>, abgerufen am 14.02.2022
- AGEE-Stat (2022): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2021. Hintergrund // März 2022. Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, Umweltbundesamt (Hrsg.), ISSN 2363-829X.
- Agora Energiewende (2022): Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise, Impuls-Publikation, April.
- Birhanu, Y. (2015): Assessment of Solid Waste Management Practices and the Role of Public Participation in Jigjiga Town, Somali Regional State, Ethiopia. In: IJEPP 3 (5), S.153. DOI: 10.11648/j.ijepp.20150305.16.
- BMWi (2019): Energieeffizienzstrategie 2050, Dezember, Berlin.
- BMWK (2022): Überblickspapier Osterpaket. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=14, abgerufen 13.05.2022.
- Bundesregierung (2021): Klimaschutzgesetz 2021 – Generationenvertrag für das Klima. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, abgerufen 03.05.2022.
- Daniel-Gromke, J., Denysenko, V., Liebetrau, J. (2019): Germany's experience with biogas and biomethane. In: Mathieu, C. and Eyl-Mazzega, M-A (eds.), "Biogas and biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy", Études de l'Ifri, Ifri, April 2019.
- Dena (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021 – dena-Analyse. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg., 2021), Berlin.
- Denysenko, V., Rensberg, N., Liebetrau, J., Nelles, M., Daniel-Gromke, J. (2019): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas, In Innovationskongress Osnabrück, Mai 2019.
- DEPV (2022): Pelletmarkt in Deutschland wächst weiter. Erstmals über 4 Mio. Tonnen THG-Emissionen eingespart, Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband. URL: <https://www.depv.de/p/Pelletmarkt-in-Deutschland-wachst-weiter-erstmals-uber-4-Mio-Tonnen-THG-Emissionen-eingespart-3nedNipYKbZxHK4YC9KqXV>, abgerufen am 11.05.2022.
- DGAW-Positionspapier, Biogene Reststoffe – ein wesentlicher Stoffstrom für eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie URL: https://www.dgaw.de/fileadmin/Presse_und_Stellungnahmen/2021_03_05_-DGAW_Positionspapier_Biogene_Reststoffe_final.pdf, abgerufen am 02.05.2022.
- FNR (2018): „Festbrennstoffe – Aufkommen der verwendeten Holzrohstoffe 2016“, aus „Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe, URL: <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe>, abgerufen 11.05.2022.
- Gelan, E. (2021): Municipal Solid Waste Management Practices for Achieving Green Architecture Concepts in Addis Ababa, Ethiopia. In: Technologies 9 (3), S.48. DOI: 10.3390/technologies9030048.

- IEA (2022): A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas, Paris, March.
- IPCC (2022): Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>, abgerufen am 11.05.2022
- Kaza, S. (2018): What a waste 2.0. A global snapshot of solid waste management to 2050.
- KBA (2022): Jahresbilanz 2022. Bestandsbarometer. Zahlen, Daten, Fakten. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz_Bestand/fz_b_jahresbilanz_node.html, abgerufen am 16.05.2022.
- Körner, P., Röver, L. (2022): Ganz ohne Feuer – Phosphorextraktion aus Klärschlamm, Müll und Abfall 4:190-196.
- Leopoldina (2022): Wie sich russisches Erdgas in der deutschen und europäischen Energieversorgung ersetzen lässt, Ad-Hoc-Stellungnahme. URL: https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2022_Stellungnahme_Energiesicherheit_V1.1.pdf, abgerufen am 11.05.2022.
- Nelles, N., Thrän, D., Kornatz, P., Müller-Langer, F., Lenz, V., Hartmann, I., Angelova, E., Schaller, S., Deprie, K., Glowacki, R., Trainer, T. (2021) Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationskonzept des DBFZ. Zeitraum: 2021-2026. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH ((Hrsg.), ISBN: 978-3-946629-69-6.
- Öko-Institut (2010): Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft – Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz. Darmstadt/Heidelberg/Berlin.
- Rensberg, N. (2022): Betreiberbefragung DBFZ 2021, Auswertungsstand April 2022.
- Tebert, C.; Rödig, L.; Hartmann, I.; Ulbricht, T.; Lenz, V. (2020): Umweltzeichen Blauer Engel. Entwicklung von Vergabekriterien für Kaminöfen für Holz. Hintergrundbericht zur Erarbeitung der Vergabekriterien DE-UZ 212, UBA, Texte 152/2020, Dessau-Roßlau.
- Teshome, F. B. (2021): Municipal solid waste management in Ethiopia; the gaps and ways for improvement, Journal of Material Cycles and Waste Management | Issue 1/2021, S.18–31. DOI: 10.1007/s10163-020-01118-y.
- Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Heidelberg: Springer. ISBN: 978-3-319-16192-1. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-16193-8>.
- UBA (2021): Emissionen und Emissionsminderung bei Kleinf Feuerungsanlagen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/emissionsminderung-bei-kleinfuerungsanlagen#feinstaub-emissionen-von-kleinfuerungsanlagen>, abgerufen am 10.05.2022.
- UBA (2022): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Emissionsentwicklung. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>, abgerufen am 05.05.2022.
- UBA (2022 a): Pelletkessel: Umwelt- und Gesundheitsschutz im Blick haben, Alternativen zur Holzheizung prüfen, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/heizen-bauen/pelletkessel#unsere-tipps>, abgerufen am 05.05.2022

UBA (2022 b): Bioabfälle. In: Daten zur Verwertung und Entsorgung ausgewählter Abfallarten. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/bioabfaelle#bioabfaelle-gute-qualitat-ist-voraussetzung-fur-eine-hochwertige-verwertung>, abgerufen am 13.05.2022.

UNCCD (2022): Drought in Numbers 2022. Restoration for Readiness and Resilience, Bonn.

United Nations (2015): Sustainable Development Goals. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>, abgerufen am 21.04.2022.

UN Water (2021): Summary Progress Update 2021: SDG 6 — water and sanitation for all, Genf, Juli.

Kontakt

Prof. Dr. mont. Michael Nelles, Wissenschaftlicher Geschäftsführer

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig.

☎ +49(0)341.2434-112 | ✉ michael.nelles@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6
18059 Rostock

☎ +49(0)381.498-3400 | ✉ michael.nelles@uni-rostock.de

🌐 www.auf.uni-rostock.de/aw

Klimaneutrale Wärmeversorgung der Zukunft – was kann und muss Bioenergie leisten?

Zusammenfassung: *Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Das stellt insbesondere den lange vernachlässigten Bereich der Wärmebereitstellung vor die Herausforderung, umfassende Transformationsprozesse in kurzer Zeit bewältigen zu müssen. Biomasse ist im Hinblick auf die regenerative Wärmeversorgung der maßgebliche Leistungsträger, kommt jedoch bislang hauptsächlich im Bereich der Raumwärme im Rahmen von Einzelfeuerungen zum Einsatz. Bezüglich der erforderlichen Wärmewende, welche aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen im gewerblich/industriellen Bereich sowie im urbanen und ländlichen Raum ein hohes Maß an Komplexität aufweist, muss dabei die Biomasse unter Berücksichtigung ihrer Eigenschaft auch hohe Temperaturen liefern zu können, mittel- bis langfristig aber insbesondere industriellen Prozessen zugeführt werden. Der Einsatz im Bereich der Raumwärme ist als Brückentechnologie zu sehen und sollte sich im Kontext der Sanierungserfolge im Gebäudebestand reduzieren.*

Abstract: *Germany has set itself the goal of achieving climate neutrality by 2045. This presents the long-neglected area of heat supply in particular with the challenge concerning a appropriate transformation processes in a short time. With regard to the renewable heat supply, biomass is the key performer, but so far it has mainly been used in the building sector in the context of individual furnaces. The necessary heat transition is very complex due to the different requirements in the commercial/industrial sector as well as in urban and rural areas. In a medium to long term biomass has to switch to industrial processes, taking into account its ability to deliver high temperatures. The use in the building sector is to be seen as a bridging technology and should be reduced in the context of the renovation successes in the building stock.*

1 Wärmewende – Status quo und Herausforderungen

Zur Erreichung des Ziels einer Klimaneutralität bis 2045 sind 100 % Erneuerbare Energien in allen Sektoren erforderlich. Der Wärme-/Kälte-Sektor (Raumwärme und Prozesswärme) beansprucht 2019 – bei einem Raumwärmeanteil von ca. 55 % (2.386 PJ; Rest: Prozesswärme) – aktuell knapp die Hälfte des Endenergieverbrauchs. Der regenerative Wärmeanteil hat sich von 2010 bis 2020 nur geringfügig von 12,4 % auf 15,3 % erhöht (BMWK, 2021). Die im Koalitionsvertrag der Bundesregierung für 2030 formulierten Ziele, 50 % der Wärme klimaneutral zu erzeugen (SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, 2021), erscheinen vor dem Hintergrund dieser bisher eher schleppenden Entwicklung sehr anspruchsvoll, zumal die Wärmewende aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen im gewerblich/industriellen Bereich sowie im urbanen und ländlichen Raum ein hohes Maß an Komplexität aufweist.

Im Hinblick auf das regenerative Wärmeangebot stellt Biomasse derzeit mit 86 % den Großteil, wobei ca. 77 % des biogenen Anteils durch Festbrennstoffe (Holz) repräsentiert werden. Die restlichen ca. 23 % resultieren aus gasförmigen biogenen Brennstoffen (inkl. Biomethan sowie Klär-/Deponiegas), dem biogenen Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen und flüssiger Biomasse. Die verbleibenden, nicht biogenen Wärmequellen (Anteil ca. 14 %) speisen sich aus der Nutzung tiefer und oberflächennaher Geothermie, weiterer Umweltwärme sowie Solarthermie (AEE 2022 (1)).

Die Ursachen des bislang eher geringen regenerativen Angebotes im Bereich der Wärmeversorgung sind sehr vielschichtig. Die Energiewende wurde bislang hauptsächlich als Stromwende begriffen, die Notwendigkeit einer umfassenden Wärmewende findet erst seit wenigen Jahren Eingang in diverse Handlungskonzepte und hat nicht zuletzt durch die jüngsten politischen Entwicklungen in Europa einen kräftigen Schub erhalten.

Insbesondere in den vergangenen fünf Jahren und nochmal verstärkt in 2021 wurden die Förderregime des Bundes sowie einiger Bundesländer im Wärmesektor massiv ausgebaut. Als Beispiel sollen hier genannt werden die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0), welche auf den Ausbau innovativer multivalenter Wärmenetzsysteme der vierten Generation fokussiert (BMWK, 2021) sowie die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), welche die Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils der Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich anreizt.

Neben den Förderanstrengungen der letzten Jahre sind zahlreiche neue Gesetze und Novellen aktuell in Planung und werden die Rahmenbedingungen für Wärmewendeaktivitäten weiter verbessern (vgl. z.B. (IZES, 2022)).

Trotzdem stagniert die Sanierungsquote im Gebäudebestand gemäß (dena, 2019) „weiter bei etwa einem Prozent pro Jahr, obwohl zum Erreichen der Klimaziele mindestens 1,5 Prozent notwendig wären“. Das liegt zum einen an den hohen Eigeninvestitionen, die Hausbesitzer trotz Förderungen nicht aufwenden können oder wollen. Zum anderen kommt verstärkt der Fachkräftemangel (u.a. Handwerk, Energieberater*innen) als Hemmnis zum Tragen. So weisen einschlägige Untersuchungen (z.B. (Kenkmann & Braungardt, 2018)) auf den hohen Bedarf an zusätzlichen Fachkräften hin. Die Zentralverbände des Handwerks sowie die IG Metall sehen durch die fehlenden Handwerker die Klimaziele in Gefahr (Petersdorff, 2022).

Während im ländlichen Raum bei der regenerativen Wärmeversorgung Einzelfeuerungsanlagen auf Biomassebasis, Wärmepumpen und kleinere kommunale Biomasse-Wärmenetze dominieren, haben im städtischen Bereich multivalente Fernwärmenetze für den Gebäudebestand – gerade im Zusammenhang mit der geringen Sanierungsgeschwindigkeit – eine hohe Relevanz. Die Bundesregierung möchte daher den Ausbau und die Transformation von Wärmenetzen mit

hoher Priorität vorantreiben. Vor dem Hintergrund des Kohleausstieges wird so aktiv die Versorgung bestehender und bislang Kohle-basierter Netze mit verschiedenen Optionen Erneuerbarer Energien oder ihnen gleichgestellter Wärmequellen unterstützt. Nach einer Studie von (Fritz & Pehnt, 2019) betrug die Nettowärmeerzeugung von Kohlekraftwerken in 2016 rund 50 TWh. Ersatz muss in Zukunft v.a. durch solar- und geothermische Anlagen, die Nutzung industrieller Abwärme, Biomasse/MVA-Abwärme sowie niederkalorische Wärmequellen wie Abwässer, Niedertemperaturabwärme oder Flusswasser in Kombination mit Wärmepumpen gefunden werden. Auch die Option grüner Wasserstoff – auf die hier nicht weiter eingegangen werden soll – kann hier langfristig greifen (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021).

Derzeit werden in Deutschland über alle Wärmenetze zusammen bereits 24 TWh an regenerativer Wärme bereitgestellt. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) geht dabei davon aus, dass 2020 ca. 17,4 % der in Deutschland erzeugten Fernwärme aus Erneuerbaren Energien stammt (BDEW, 2020). Den größten Anteil an der regenerativen Fernwärmeversorgung hat mit 44 % der biogene Anteil des Restmülls aus der energetischen Verwertung in Abfallverbrennungsanlagen. Zudem trägt Holz mit 31 % und Biogas/Biomethan mit 22 % zur regenerativen Wärmeversorgung bei. Geothermie, Umweltwärme und Solarthermie spielen mit 3 % eine untergeordnete Rolle. Der regenerative Anteil an der Fernwärmeerzeugung hat sich dabei in den letzten 16 Jahren – vor allem aufgrund des Ausbaus biogener Quellen – stetig weiterentwickelt (vgl. Abb. 1).

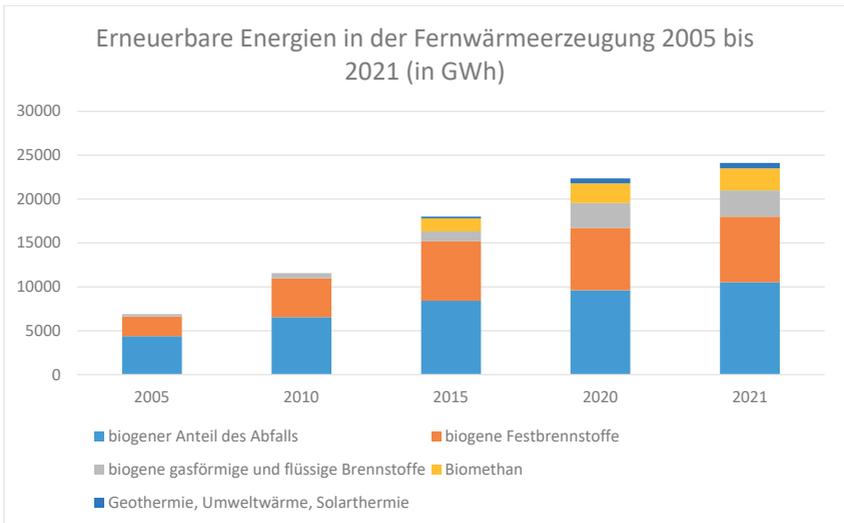


Abb. 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien in der Fernwärme (eigene Darstellung nach (AGEE-Stat, 2020))

In der Industrie wird der größte Anteil des Energieeinsatzes der Bereitstellung von Prozesswärme zugerechnet (rund 67 %) (AEE, 2022 (1)). Dabei wird nach wie vor zum größten Teil auf Erdgas (45 %) und Kohle (23 %) zurückgegriffen. Die Erneuerbaren Energien stellen mit 6 % einen noch vergleichsweise geringen Beitrag (AEE, 2022 (2)). Im Hinblick auf die erforderliche Transformation kommt zukünftig v.a. der Nutzung biogener Brennstoffe eine große Bedeutung zu, da nur diese – neben der Hochtemperaturabwärme – Prozesstemperaturen über 1.000 °C klimaneutral zur Verfügung stellen und somit eine große Bandbreite industrieller Temperaturanforderungen erfüllen können (Seitz & Estelmann, 2017).

Für die Zukunft zeigen Studien wie z.B. (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021)), dass die Erneuerbare Wärme bis 2050 von 84 PJ auf 652 PJ ausgebaut werden könnte, was in etwa auch den Zielen der Bundesregierung entspricht. Dabei könnte Biomasse einen kleinen Ausbau erfahren, v.a. im Bereich Industrie und abgeschwächt im Bereich GHD. In den Privathaushalten dagegen wird nach einem kurzen Zuwachs bis 2030 ein Rückgang des Einsatzes von Bioenergie unter das derzeitige Niveau erwartet. Aufgrund der limitierten Potenziale können daher Verlagerungen der Bioenergie von den Privathaushalten hin zu Industrie und Gewerbe unterstellt werden.

Somit lässt sich als erstes Zwischenfazit die Aussage treffen, dass zur Umsetzung einer stimmigen Wärmewende eine komplexe Herangehensweise erforderlich ist, welche die Elemente Energieeinsparung, Energieeffizienz und 100 % Erneuerbare Wärme/Kälte im Kontext eines integrierten und sozialverträglichen Gesamtsystems verbindet. Es geht dabei auch, aber nicht nur um die Installation neuer Technologien, sondern um eine zukunftsweisende und hinreichend flexible Verbindung der Sektoren Stadt-/Quartier-/Gebäudeplanung und Wärmeverteilung/Infrastruktur im Hinblick auf ein effizientes Zusammenspiel von Wärmequellen und -senken.

Biomasse – insbesondere auf der Basis von Reststoffen – spielt dabei eine wichtige Rolle. Während sie im Bereich der Privathaushalte eine Brückenfunktion einnimmt und mittel- bis langfristig rückläufig sein wird, wird ihre Bedeutung für die Industrie künftig zunehmen. Folgende Effekte bzw. Einflussfaktoren sind dabei zu berücksichtigen:

- Implikationen der zukünftigen deutschen Waldpolitik im Hinblick auf die im Klimaschutzgesetz geplante Reduzierung des Holzeinschlages um ca. 30 %,
- Mobilisierung bzw. Mobilisierbarkeit von Reststoffen im Kontext von effizienten Kaskadenprozessen,
- Erfolg der Umsetzung vorgeschlagener Kurzumtriebsflächen,
- Relevanz der Emissionen aus Feuerungsanlagen,
- Umgang mit Anbaubiomasse für die Biogasproduktion (Auswirkungen der BioSt-NachV),

- Sozialverträgliche Umlenkung biogener Stoffströme vom privaten in den industriellen Bereich,
- aus den obigen Punkten resultierende Akzeptanzfaktoren.

2 Möglichkeiten der Bioenergie

Eine bedeutende Eigenschaft der Holzverbrennung beinhaltet die Möglichkeit zur Erzeugung hoher Temperaturen. Deshalb wurde 2015 von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (vgl. (Wern, et al., 2021) die Verschiebung der Biomassenutzung aus dem privaten Bereich hin zur industriellen Wärme und zu einzelnen Industrieprozessen (Metall, Glas und Keramik) im Vergleich zur Raumwärmeerzeugung mit dem höheren systemischen Nutzen begründet. Im Vergleich zur Biomasse alternative Möglichkeiten zur Prozesswärme-Bereitstellung werden dabei nur auf der Basis von Strom und Wasserstoff gesehen. Mittel- bis langfristig muss jedoch von signifikant erhöhten Strombedarfen (u.a. aufgrund Elektromobilität, Wärmepumpen, H₂-Produktion) ausgegangen werden (gemäß (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021) bis 2050 von 1.900 PJ auf rund 2.600 PJ) und die Herkunft, Nutzungspfade und Bereitstellungsmengen von Wasserstoff werden noch kontrovers diskutiert. Somit ist Biomasse erforderlich, um die aktuell große Nachfrage im Baubestand und der Industrie zu befriedigen.

Holz aus dem in Deutschland nachhaltig bewirtschafteten Wald – z.B. Industrieholz sowie Waldrestholz – kann stofflich und energetisch genutzt werden (Wern, et al., 2021). Resthölzer sind Koppelprodukte, die bei der weitergehenden Produktion in der Holzverarbeitenden Industrie anfallen und z.B. der Produktion von Holzpellets dienen. Am Ende des stofflichen Lebenszyklus steht Holz in Form von Altholz qualitätsabhängig zur stofflichen oder energetischen Verwertung zur Verfügung. Darüber hinaus wird nach den Szenarien von (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021) Energieholz im Kurzumtrieb auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut oder entlang von Verkehrswegen bei der Landschaftspflege gewonnen. Künftig werden in den Szenarien von (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021) verstärkt Kurzumtriebsplantagen gesehen. Damit diese Flächen frei werden, müssten jedoch Anbaubiomassen für die Biogasproduktion aus der Landwirtschaft verdrängt werden.

Diesen Annahmen und Szenarien steht die derzeitige Nachfrage nach Holzenergie in Wärmenetzen, in Privathaushalten und in der Industrie gegenüber. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Herausforderungen und dem Beginn der CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt durch das BEHG. So stieg z.B. der Holzpelletabsatz von 2019 bis 2021 um rund 500.000 t (DEPV, 2022). In der Industrie aber auch in Fernwärmenetzen werden gleichzeitig größere Projekte zum Aufbau neuer Altholzkraftwerke angedacht. Unter anderem diese Überlegungen tragen zu derzeit sehr hohen Marktpreisen im Altholz-Sektor bei.

Somit ist bei den Einsatzbereichen der Holzenergie klar zu unterscheiden zwischen den exergetisch und „gesamtsystemisch“ eigentlich wichtigen Optionen zur Bereitstellung hochkalorischer Energie und den derzeitigen Notwendigkeiten im bundesdeutschen Gebäudebestand, der nicht so schnell saniert werden kann wie es eigentlich notwendig ist.

Biogas bietet ebenfalls die Möglichkeit einer Nutzung in industriellen Prozessen. Dabei könnten nach (Matschoss, et al., 2022) zusätzlich 22 % des Biogasanlagenbestandes bis zum Jahr 2030 unter derzeitigen ökonomischen und infrastrukturellen Voraussetzungen für die Biomethaneinspeisung aktiviert werden. Dies würde einer Arbeit von mindestens 25 TWh entsprechen, die der Industrie relativ kurzfristig bereitgestellt werden könnte. Zusätzlich kommt Biogas dezentral zum Einsatz und unterstützt die Wärmebereitstellung in Nahwärmenetzen. Sowohl Biogas- als auch Biomethan-basierte Wärme verzeichnet derzeit eine sehr hohe Nachfrage. Neben existierenden landwirtschaftlichen Anlagen werden aktuell v.a. die noch bestehenden Potenziale für Bioabfall- und Reststoffvergärungsanlagen aktiviert. In Konkurrenz zur wichtigen Rolle der Nutzung von Biogas im Wärmesektor steht der mögliche Rückbau von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit NaWaRo-Substraten und der diskutierte Umbau des Erdgasnetzes auf ein Wasserstoffnetz, der laut (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2021) sehr schnell realisiert werden soll. Diese Entwicklung ist sowohl für die Neuprojektierung von Biomethanaufbereitungsanlagen als auch für die Konsolidierung bzw. Besicherung von Biogas-basierten Nahwärmenetzen hemmend. Auch die nachfolgend in Kapitel 3 beschriebenen Diskussionen rund um aktuelle gesetzliche Regelungen verunsichern den Markt. Dies wird u.a. durch die aktuellen Ausschreibungsergebnisse im EEG bestätigt. Biogene Gase sind also – neben der politisch gewollten Reduktion des Holzangebotes – die große Unbekannte für die künftige regenerative Wärmebereitstellung.

3 Die Nachhaltigkeitsfrage bei Bioenergie

Bioenergie wird auf europäischer Ebene u.a. durch die RED II bzw. künftig die RED III und auf nationaler Ebene durch die Regelungen z.B. der BioSt-NachV (nur Stromproduktion) im Hinblick auf einige wenige ökologische Auswirkungen ihrer Nutzung hin bewertet. Eine gesamtsystemische Beurteilung findet in diesem Kontext nicht statt.

Im Einzelnen fordert der Gesetzgeber seit dem 01.01.2022 für alle Anlagen zur Stromerzeugung ab einer FWL von 2 MW bei Biogas und 20 MW bei fester Biomasse einen Nachhaltigkeitsnachweis. In den Regelungen sind u.a. für die Landwirtschaft Flächen mit hoher biologischer Vielfalt (extensiv genutztes Grünland) sowie Flächen mit hohem C-Gehalt von der Nutzung ausgeschlossen. In der Forstwirtschaft werden u.a. die Einhaltung von LULUCF-Vorschriften und eine nachhaltige Walderneuerung eingefordert. Reststoffe, die nicht aus der Land- und Forstwirtschaft bzw. der Fisch- und Aquakulturwirtschaft kommen, sind von den Regelungen ausgeschlossen. Mit diesen Regelungen wird indirekt

auch auf den Wärmemarkt Einfluss genommen, da viele Bioenergieerzeuger in KWK-Prozessen laufen. Aufgrund der Tatsache, dass derzeit im Vollzug viele Schwierigkeiten auftreten (z.B. das Fehlen von Zertifizierern und Zertifizierungssystemen), befürchtet die Branche, dass z.B. über KWK Kopplungsprozesse EE-Wärmeerzeuger wegfallen. Bei – eigentlich ineffizienteren – kleineren Wärmeerzeugungsanlagen greifen diese Regelungen nicht.

Diese Entwicklungen machen dringend erforderliche Planungen im Hinblick auf eine defossilisierte Wärmeversorgung im Kontext einer KWK-Anwendung derzeit sehr schwer. Auch regt sich gerade z.B. in der Landschaftspflege Widerstand, da durch die oben genannten und evtl. weiteren Regelungen im Rahmen des neuen EEG's die Möglichkeit der Vermarktung von Landschaftspflegegras sehr erschwert wird (Naturland, 2022).

Für die Industrie wiederum bedeutet es umgekehrt, dass durch die BioSt-NachV evtl. Massen für die reine Wärmeproduktion frei werden, die in KWK-Prozessen nicht mehr genutzt werden können.

Im Projekt BioRest (Fehrenbach, et al., 2018) wurden die in der Verordnung getroffenen Annahmen schon vorweg genommen. An Primärenergie stand dabei in etwa 900 PJ an Reststoff – Biomasse inkl. Waldholz (landwirtschaftliche Anbaubiomasse wurde ausgeschlossen) zur Verfügung, welche Szenarienabhängig in einer Bandbreite von 80-90 % dem Prozesswärmebedarf der Industrie zugeordnet wurde.

4 Fazit – Einbindung der Bioenergie in die Wärmeversorgung

Bioenergie kann im Wärmemarkt viele Funktionen einnehmen. In Privathaushalten können z.B. Holzpellets Öl und Erdgas ersetzen und in Wärmenetzen kann Biomasse anteilig eine bisherige Kohle-basierte Versorgung substituieren, oder als ein Wärmelieferant in neuen Netzen eingesetzt werden. In den industriellen Prozessen kann Biomasse direkt für Einsparungen im Treibhausgasemissionshandel sorgen und damit auch dazu beitragen, wirtschaftlich tragfähige Lösungen zu ermöglichen. Die Vielfältigkeit von Biomasse und die unsicheren politischen Rahmenbedingungen sind für Projektierer und Investoren aktuell jedoch eine Herausforderung. Es müssen zudem neue niederkalorische Energieträger sowie Abwärmepotenziale in Wärmenetze mit eingebunden werden. Dies ist jedoch bei bestehenden Wärmenetzen und bei neuen Wärmenetzen mit unsanierten Gebäuden schwer, da hier meist hochkalorische Wärme gebraucht wird. Die Energie kalter Fernwärme ließe sich z.B. durch Wärmepumpen in den Gebäuden so anheben, dass im Bestand nicht großflächig Radiatoren ausgetauscht werden müssen. Somit könnten zügig bestehende Netze umgebaut werden und Biomasse würde frei für industrielle Zwecke.

Die zeitliche Perspektive und die Frage des Facharbeitermangels sind weitere Herausforderungen im Hinblick auf die Umsetzung zukunftsfähiger Konzepte.

Biomasse wird gerade im Gebäudebereich eine Brückentechnologie sein, bis regionale Wärmepläne erarbeitet, Häuser saniert und Facharbeiterpools aufgebaut sind. Im Strombereich gilt es, die Veränderungen der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen genau zu beobachten. Die Gefahr besteht, dass durch die geltenden Regelungen Anlagen ausfallen und dementsprechend im KWK-Betrieb Wärmequellen fehlen und die so sehr benötigten Flexibilitätsoptionen im Strommarkt wegfallen.

Die Industrie muss sich wiederum genau die Konkurrenzsituation anschauen. Welche Heiz(kraft)werke und welche stofflichen Bioökonomieunternehmen gibt es im Umfeld der durch Biomasse zu versorgenden industriellen Prozesse? Welche Biomassen werden hier verwendet? Wieviel Biomassen werden im Bereich der Privathaushalte genutzt? Hierzu bedarf es regionalisierter Potenzialkarten, welche die Tragfähigkeit von weiteren Projekten im Kontext einer regionalen/kommunalen Wärmeplanung ausweisen.

Die genannten Überlegungen sollten deutschlandweit im Rahmen der im Koalitionsvertrag angekündigten Biomassestrategie im Sinne einer ganzheitlich systemischen Analyse durchdacht und in – für die Marktteilnehmer – belastbare Regelungen umgesetzt werden. Biomasse muss dabei ihre Stärken im Gesamtsystem einbringen können, um die Energiewende bestmöglich zu vollziehen.

Literatur/Quellen

- AEE. (2022 (1)). Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen in der Industrie 2020. Von Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen in der Industrie 2020: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergetraeger-fuer-industrielle-prozesswaerme> abgerufen
- AEE. (2022 (2)). Endenergeträger für industrielle Prozesswärme in Deutschland 2020. Von Quelle: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/64311.Endenergieverbrauch_Industrie_feb22.jpg abgerufen
- AGEE-Stat. (Februar 2020). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der.
- BAfA. (11. Mai 2021). Bundesförderung für effiziente Gebäude. Von Bundesförderung für effiziente Gebäude: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/effiziente_gebaeude_node.html abgerufen
- BDEW. (20. Mai 2020). Fernwärme: Wärmenetze für die Energiewende.
- BMWK. (11. Mai 2021). Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0). Von Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0): https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html abgerufen

- BMWK. (2021). Energieeffizienz in Zahlen. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
- BMWK. (18. August 2021). ENTWURF Förderrichtlinie BEW. Berlin.
- dena. (2019). dena-Gebäudereport kompakt 2019 Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- DEPV. (11. Mai 2022). Pelletproduktion. Von Pelletproduktion: <https://www.depv.de/de/pelletproduktion> abgerufen
- Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., . . . Wiegmann, K. (2018). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Dessau: Umweltbundesamt.
- Fehrenbach, H., Giegrich, J., Reinhardt, G., Schmitz, J., Sayer, U., Gretz, M., . . . Lanje, K. (2008). Criteria for a Sustainable Use of Bioenergy on a Global Scale. Dessau: Umweltbundesamt.
- Fritz, S., & Pehnt, M. (2019. August 2019). Der Kohleausstieg und die Auswirkungen auf die betroffenen Wärmenetze. Heidelberg: ifeu.
- IZES. (05 2022). Notizen zur Veranstaltung "Vorschlag für ein Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz". Von Vorschlag für ein Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz. abgerufen
- Kenkmann, T., & Braungardt, S. (25. April 2018). Das Handwerk als Umsetzer der Energiewende im Gebäudesektor, Policy Paper, 2018. Freiburg: Freiburg.
- Matschoss, P., Steubing, M., Pertagnol, J., Zheng, Y., Wern, B., Dotzauer, M., & Thrän, D. (2022). A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. In Energy, Sustainability and Society. Springer Nature.
- Naturland, B. D.-u. (2022). Position zur EEG-Novelle 2022: Sondervergütungskategorie für ökologisch wertvolle Substrate. https://www.bioland.de/fileadmin/user_upload/Presse/Dokumente/Stellungnahme_Sonderverguetungskategorie_OEWS_Bioland_Naturland_DBV_FnBB_CARMEN_FvB.pdf.
- Petersdorff, G. v. (27. April 2022). Personalmangel bei Haus-Sanierung. Ohne Fachkräfte keine Klimawende. Von Personalmangel bei Haus-Sanierung. Ohne Fachkräfte keine Klimawende: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/fachkraeftemangel-handwerk-energie-wende-101.html> abgerufen
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut. (Juni 2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin: Agora Energiewende.
- Seitz, A., & Estelmann, S. (2017). Erneuerbare Energien für Prozesswärme aus Sicht der Wissenschaft. Von Erneuerbare Energien für Prozesswärme aus Sicht der Wissenschaft: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Pr%C3%A4sentationen/BEE-Fachdialog_Vortrag_Erneuerbare_Energien_fuer_Prozesswaerme_aus_Sicht_der_Wissenschaft_Dr_Antje_Seitz.pdf abgerufen

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP. (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Nachhaltigkeitskoalitionsvertrag 2021 - 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90 / Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP). Berlin.

Wern, B., Thorwarth, H., Scholl, F., Matschoss, P., Vogler, C., & Baur, F. (2021). Die Rolle von Holz in der Energiewende. Energiewirtschaftliche Tagesfragen.

Kontakt

Prof. Frank Baur, wissenschaftlicher Geschäftsführer

IZES gGmbH

Altenkesseler Str. 17 Geb. A1

66115 Saarbrücken

☎ +49 (0)681.84497259 | ✉ baur@izes.de | 🌐 www.izes.de

Biobasierte Kraftstoffe und Kohlenstoffträger als integrierte Bausteine einer klimaneutralen Zukunft

Zusammenfassung: Europa hat zum Ziel bis 2050 klimaneutral zu sein, Deutschland bereits 2045. Damit dies gelingt ist es erforderlich, alle erneuerbaren Optionen zu nutzen. Unverzichtbare Bausteine hierfür sind biobasierte Kraftstoffe und Kohlenstoffträger. Im Beitrag werden neben FuE-Themen der Status quo sowie einige Beispiele vorgestellt.

Abstract: Europe has set itself the goal of being climate-neutral by 2050, Germany as early as 2045. To achieve this, it is necessary to use all renewable options. Bio-based fuels and carbon carriers are indispensable building blocks for this. In addition to R&D topics, the article presents the status quo and some examples.

Hintergrund

Ein zentrales Element des Europäischen Green Deals ist es, ab 2050 in Europa keine Netto-Emissionen von Treibhausgasen mehr zu generieren. Dazu gilt es in erster Linie die Freisetzung von CO₂ aus fossilem Kohlenstoff zu vermeiden. Um weiterhin die riesige Bandbreite an Produkten der organischen Chemie, sowie in speziellen Fällen kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, nutzen zu können, müssen Kohlenstoffkreisläufe über recycelte Produkte (Circular Economy) oder über Biomasse (Bioeconomy) geschlossen werden. Wesentlich für die Erreichung der Ziele des Europäischen Green Deals ist daher die enge Verzahnung der Bioeconomy und der Circular Economy. Die damit verbundene effiziente Biomassenutzung wird als übergeordnetes Ziel gleichermaßen in den Bioökonomiestrategien der EU und Deutschlands adressiert.

FuE-Themen für Bioraffinerien

Für Bioraffinerien als integrierte Verarbeitungsanlagen der Bioökonomie gilt es komplexe Themen stärker als bisher in den folgenden Bereichen synergistisch umzusetzen:

Potenziale. Hierzu zählt die Evaluierung und Erschließung verfügbarer Ressourcenpotenziale, die Kontextualisierung von Biomasse als erneuerbare Kohlenstoffquelle in energetischen und stofflichen Zielprodukten sowie die Evaluierung der Kaskadennutzung von Stoffströmen und der Absatzmöglichkeiten von Produkten aus Bioraffinerien.

Technologien. Jede Bioraffinerie ist einzigartig und jeweils an die Standortbedingungen anzupassen. Hocheffiziente Biomasseverarbeitung (egal ob aus Anbaubiomasse oder Rest-/Abfallstoff aus der Kreislaufwirtschaft) kann nur in zunehmend stark integrierten Bioraffinerien stattfinden. Einher mit der Vielzahl

an technischen Möglichkeiten geht insbesondere die Weiterentwicklung von integrierten Konversions-, Aufbereitungs- und Recyclingtechnologien inklusive der Anlagenkonzeptionierung und -skalierung einschließlich der Erweiterung der Ressourcen- und Produktpalette.

Anwendungen. Bioraffinerien sind Multiproduktanlagen. Nicht alle dieser Produkte substituieren bereits etablierte fossile Produkte (z.B. Kraftstoffe, Chemikalien), sondern verfügen über Eigenschaften, die die Entwicklung neuer Produkte für verschiedene Anwendungen ermöglichen.

Wissenschaftliche Begleitung. Die wissenschaftliche Begleitung sollte ein Monitoring von Stoffströmen und zu deren Verarbeitung und Anwendung erforderlicher Technologien beinhalten. Um deren nachhaltiges Gesamtgefüge zur Erreichung der Ziele des Green Deal zu beurteilen, Entwicklungen zielgerichtet zu gestalten bedarf es u.a. Folgeabschätzungen, Nachhaltigkeitsanalysen von Technologien inkl. technisch-ökonomisch-ökologische Systemanalysen mit harmonisierten Methoden, der Evaluierung Nutzungskonkurrenzen und Zielkonflikte, Zertifizierungssysteme, sozioökonomische Aspekte, Akzeptanzfragen. So kann die Entwicklung von unterschiedlichen gesellschaftlichen Aufgaben der Produkt- und Energieversorgung übergeordnet verfolgt und teilweise vorausgeplant werden.

Vernetzung und FuE-Plattformen. Um die o.g. Aspekte im Sinne einer nachhaltigen Wertschöpfung zusammen zu bringen, ist deutlich stärker als bisher die Verknüpfung bislang eher unabhängig arbeitender Sektoren erforderlich. Dies dient dem Erfahrungsaustausch, der Bündelung von FuE-Ergebnissen einschließlich adäquatem Datenmanagement, der Sicherung einer möglichen Vorreiterrolle in Bioökonomie und Kreislaufwirtschaft sowie einem nationalen und internationalen Wissens- und Technologietransfer und Technologieexport. Dies erfordert auch die Schaffung von Technologieplattformen für gemeinsame Forschung und Entwicklung von Wirtschaft und Wissenschaft.

Status quo und Beispiele

Bereits heute gibt es in Europa fast 2.400 Anlagen, die biobasierte Produkte, Chemikalien und Kraftstoffe herstellen, in Deutschland sind allein mehr als 600 Anlagen (Abb. 1).

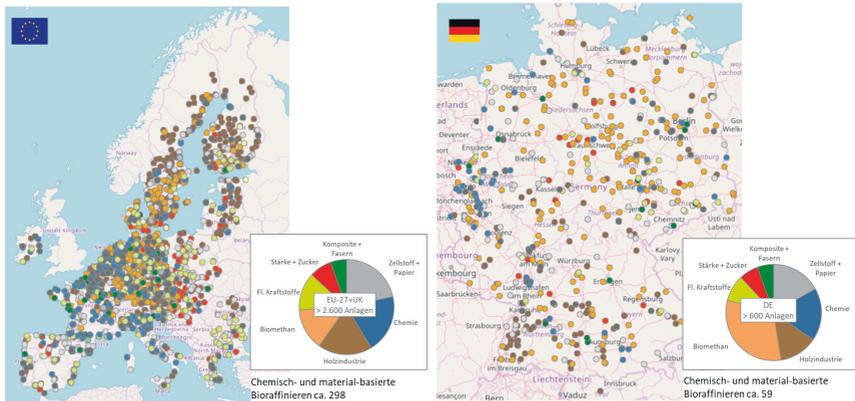


Abb. 1 Status quo Bioraffinerien in der EU und Deutschland¹

Ausgewählte Beispiele für Bioraffinerien als Produzenten von biomassebasierten Kraftstoffen und Kohlenstoffträgern werden in diesem Beitrag vorgestellt.

Kontakt

Dr. Franziska Müller-Langer, Bereichsleiterin Bioraffinerien

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

✉ Franziska.Mueller-Langer@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

¹ Entnommen und weiterverarbeitet aus Dashboard https://datam.jrc.ec.europa.eu/datam/mashup/BIO-BASED_INDUSTRY/index.html (Zugriff 05/22)
Parisi, Claudia; Baldoni, Edoardo; M'barek, Robert; European Commission, Joint Research Centre (2020): Bio-based industry and biorefineries. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: <http://data.europa.eu/89h/ee438b10-7723-4435-9f5e-806ab63faf37>

Rechtliche Hemmnisse der nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse und Lösungsansätze

Zusammenfassung: Die Nutzung von Biomasse leistet einen entscheidenden Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Aufgrund ihrer Speicherbarkeit ist sie insbesondere geeignet die Versorgung abzusichern. Bedeutung soll ihr insbesondere zur Dekarbonisierung bestimmter Sektoren wie Verkehr und Industrie zukommen. Trotz dieser Stellung als Energiequelle bestehen auch hier rechtliche Hemmnisse, die eine Nutzung erschweren oder abschreckende Wirkung entfalten. Hinzutritt die Komplexität des Vergütungssystems nach dem EEG. Beleuchtet werden soll nachfolgend die Gewährung des Technologiebonus für Alt-Anlagen gemäß § 8 Abs. 4 EEG 2004. Streit bestand diesbezüglich, ob die Bonuszahlungen auf den gesamten von der Anlage erzeugten Strom gewährt werden sollen oder lediglich anteilig auf den von einer ORC-Anlage erzeugten Strom. Das Landgericht Münster entschied durch Urteil vom 19.04.2021, dass das EEG 2004 in § 8 Abs. 4 einen Technologiebonus gewährt, der bei Erfüllung der benannten Voraussetzungen auf den gesamten durch die Anlage erzeugte Strom zu zahlen ist. Betreiber von Alt-Anlagen sollten daher prüfen, ob der Anspruch auf Technologiebonus gegebenenfalls für Ihre Anlage falsch berechnet wurde.

Abstract: The use of biomass makes a decisive contribution to the success of the energy transition. Because it can be stored, it is particularly suitable for securing the supply. It is expected to play a particularly important role in the decarbonisation of certain sectors such as transport and industry. Despite this position as an energy source, there are also legal obstacles that make it difficult to use or have a deterrent effect. Added to this is the complexity of the remuneration system under the Renewable Energy Sources Act. In the following, the granting of the technology bonus for old plants according to § 8 para. 4 EEG 2004 will be examined. In this context, there was a dispute as to whether the bonus payments should be granted on the entire electricity generated by the plant or only proportionally on the electricity generated by an ORC plant. The Münster Regional Court ruled on 19 April 2021 that § 8 para. 4 of the EEG 2004 grants a technology bonus that is payable on the entire electricity generated by the plant if the specified requirements are met. Operators of old plants should therefore check whether the entitlement to the technology bonus was calculated incorrectly for their plant.

1 Einleitung

1.1 Bedeutung der Biomassenutzung

Biomasse ist derzeit die bedeutendste Energiequelle zur Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern. Die Gewinnung von Energie aus Biomasse hat dabei einen überragenden Vorteil gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen – die Speicherbarkeit der gewonnenen Energie.

Aufgrund dieses Vorteiles wird sich die Bedeutung der Biomassenutzung für die Energiewende wandeln. Die derzeit dezentrale Struktur von Biomasseanlagen soll aufgelöst werden und auf hocheffiziente Spitzenlastkraftwerke fokussiert werden. Biomasse kann aufgrund dessen „systemdienlicher“ eingesetzt werden. Beabsichtigt ist zudem diese in Sektoren wie Verkehr und Industrie zu nutzen. Diese Sektoren sind noch stark von herkömmlichen Energieträgern abhängig und zugleich auf eine gewisse Versorgungssicherheit angewiesen.

1.2 Hemmnisse der Nutzung von Biomasse

Entgegen der Bedeutung, die der Biomassenutzung zur Energiegewinnung in Deutschland zukommt, wird sie seit einigen Jahren zunehmend „stiefmütterlich“ bedacht.

Rechtliche Hemmnisse begegnen dem Betreiber einer Biogasanlage dabei in Planungsrechtlicher Hinsicht, in Bezug auf die zu verwendenden Einsatzstoffe und deren Nachweiserbringung sowie hinsichtlich der Förderung insbesondere durch das EEG 2021.

Beispielhaft sei hierfür das Ausschreibungssystem zu benennen. Ausschreibungen für Biomasse werden regelmäßig deutlich unterzeichnet. Im Jahr 2021 war dies vor allem mit der Unsicherheit der Kalkulation begründet. Durch die Novellierung des EEG 2021 wurde ein Notifizierungsverfahren der EU-Kommission erforderlich. Bezüglich der Biomasseförderung war dieses hinsichtlich der Rechtmäßigkeit der Flexibilisierungsprämie von Bedeutung. Die Rechtmäßigkeit der Prämiengewährung wurde erst nach Abschluss der im Jahr 2021 durchgeführten Ausschreibungen durch die EU-Kommission bekannt gegeben. Anspruchsberechtigte Anlagenbetreiber standen daher vor der Problematik, ob und wie die Prämienzahlungen in die Kalkulation zur Abgabe des Angebotes einzubeziehen sind.

Die Ausschreibung im März 2022 wurde nunmehr erneut unterzeichnet. Eine Begründung hierfür ist im Wandel des Energiemarktes zu sehen. Die Unsicherheiten aufgrund der globalen Situation treten derzeit in dem Energiemarkt sehr deutlich hervor. Zugleich sind auch mit der erneuten Novellierung des EEG 2023 Unsicherheiten zu erwarten, die eine Unterzeichnung der Ausschreibungen begründen.

Aufgrund des Wandels des Energiemarktes stellt das System der Ausschreibung eine Hürde für Anlagenbetreiber dar, für die jedoch auch die Novellierung des EEG 2023 noch keinen Lösungsansatz gefunden hat.

Die vielfältigen Anpassungen des EEG an die aktuellen Gegebenheiten sind erforderlich, sie führen jedoch zu Rechtsunsicherheit. Mit jeder Änderung des EEG sind neue Förderziele verbunden. Für Altanlagen gelten jedoch die Vergütungsregelungen der jeweils zur Inbetriebnahme der Anlage geltenden Fassung

des EEG fort. Dies führt zu Wertungsunsicherheiten. Die Clearingstelle-EEG versucht diesbezüglich Anhaltspunkte zu geben, es ist aber zu beachten, dass diese keine umfassende rechtliche Klärung darstellen. Diese kann nur durch ein Gericht erlangt werden.

2 Technologiebonus nach dem EEG 2004

2.1. Technologiebonus für ORC-Anlagen

Ein Beispiel für widersprüchliche Rechtsauffassungen zwischen der Clearingstelle EEG und der gesicherten Rechtsauffassung eines Gerichtes bezieht sich auf den Technologiebonus nach dem EEG 2004.

§ 8 Abs. 4 EEG 2004:

„Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils weitere 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt, das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen wird...“

Die Höhe des Vergütungsanspruches wird in § 8 Abs. 4 EEG 2004 mit 2,0 Cent pro Kilowattstunde beziffert. Aus dem Wortlaut der Vorschrift geht jedoch nicht deutlich hervor, auf welcher Bemessungsgrundlage sich diese Erhöhung des Vergütungsanspruches berechnet. Aufgrund dessen war strittig, ob die Bonuszahlungen auf des gesamten von der Anlage produzierten Strom beziehen.

Die Clearingstelle EEG | KWKG vertritt insoweit die Auffassung, dass lediglich der anteilig – beispielsweise durch eine ORC-Anlage – erzeugte Strom zusätzlich mit dem Technologiebonus vergütet werden muss.

Die Aufgaben der Clearingstelle EEG | KWKG liegen jedoch gemäß § 81 Abs. 3 EEG 2021 darin, Streitigkeiten beizulegen oder zu vermeiden. Ihre Auffassung ist nicht bindend und ersetzt zudem nicht die gerichtliche Auslegung und Anwendung von Gesetzen.

Die Rechtsprechung kam nunmehr zu einem anderen Ergebnis als die Clearingstelle EEG | KWKG.

2.2 Urteil des Landgerichts Münster vom 19.04.2021 – 015 O 107/19

Anhand der Auslegung des Gesetzestextes nach Sinn und Zweck, Wortlaut, Historie und Systematik gelangte das LG Gericht Münster in seiner Entscheidung vom 19.04.2021 (Az. 015 O 107/19) zu der Auffassung, dass der Technologiebonus für den von der gesamten Anlage erzeugten Strom zu zahlen ist.

Mit der Einführung des Technologiebonus sollte dem Interesse Rechnung getragen werden

„einen spezifischen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken zu setzen, deren Anwendung regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden ist.“

Zum Zeitpunkt der Einführung des Technologiebonus wurde nur wenig innovative Technik in Anlagen verbaut. Durch das in Aussicht stellen einer gesicherten Refinanzierung sollte nunmehr der Anreiz geschaffen werden, innovative technische Verfahren in Anlagen einzubringen beziehungsweise derartige Anlagen zu errichten. Es wurden dabei möglichst hohe Wirkungsgrade bei niedrigen Schadstoffwerten angestrebt.

Hinsichtlich des Sinns und Zwecks der gesetzlichen Regelung spricht deren Ausgestaltung für eine umfassende und weitreichende Förderung, deren Absicht es ist zunächst grundsätzlich innovative Technik zu fördern. Die Ausgestaltung des Gesetzes bietet nach Auffassung von Kritikern jedoch auch die Gefahr einer „Gießkannenförderung“, wie das Gericht es bezeichnet. Der Bonus ist dabei für die gesamte Zielgruppe der Anlagenbetreiber zugänglich und wird, auch wenn diese nur minimale technische Veränderungen vornehmen, bei Vorliegen der Voraussetzungen der Bonuszahlung, ausgezahlt. Der beabsichtigte Zweck der Förderung würde damit nur unzureichend erfüllt.

Sofern sich die Bonuszahlungen lediglich auf den von der ORC-Anlage erzeugten Strom beziehen sollte, besteht zugleich die Gefahr, dass der Sinn und Zweck der Regelung nicht erreicht wird. Der Anreiz zum Einbau innovativer, teurer Technologie wäre zu gering um eine Vielzahl von Anlagenbetreibern von deren Nutzen zu überzeugen.

Gleichwohl ist die ORC-Anlage in der Aufzählung von § 8 Abs. 4 EEG 2004 nur eine von mehreren Technologien, ohne dass dort eine spezielle Unterscheidung vorgenommen wird.

Eine Auslegung nach Sinn und Zweck der gesetzlichen Regelung sieht das Gericht dennoch zunächst als „unergiebig“ an.

Der Wortlaut des § 8 Abs. 4 EEG 2004 besagt,

„wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt [...] oder [...] der Strom mittels [...] Organic-Rankine-Anlagen [...] gewonnen wird.“

Das Wort „mittels“ in der Regelung bezieht sich auf den erzeugten Strom. Er könnte folglich den von der gesamten Anlage erzeugten Strom umfassen. Der Begriff der Anlage bezieht sich auf Absatz 1 des § 8 EEG 2004. Dort heißt es:

„(1) Für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 20 Megawatt gewonnen wird, die ausschließlich Biomasse im Sinne der nach Absatz 7 erlassenen Rechtsverordnung einsetzen, beträgt die Vergütung [...]“

Der Begriff „Strom“ bezieht sich in Absatz 1 des § 8 EEG 2004 demnach auf den in der gesamten Anlage produzierten Strom. Es sei daher anzunehmen, dass die Begrifflichkeit „Strom“ auch in Absatz 4 des § 8 EEG 2004 den gesamten von der Anlage erzeugten Strom umfasst. Nach der Auslegung des Wortlautes ist der Technologiebonus demnach für den von der gesamten Anlage erzeugten Strom zu zahlen.

Mit der EEG-Novelle 2009 wurde der Technologiebonus dahingehend verändert, dass dieser nunmehr gemäß § 27 Abs. 4 Ziff. 1 EEG 2009 ausschließlich auf Strom zu zahlen ist, der durch innovative Technologien erzeugt wird. Es wurde ferner die Anlage 1 eingefügt, die die Regelungen des bisherigen § 8 Abs. 4 EEG 2004 erfasst. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt:

„Bei den Verfahren nach Nummer 3 entfällt der Technologiebonus nur auf den Teil des Stroms, der in den genannten, also innovativen, Verfahren erzeugt wird. Dies betrifft insbesondere nachgeschaltete Organic-Rankine-Cycle-Prozesse.“

Mit diesen Ausführungen beschränkt der Gesetzgeber ausdrücklich den Technologiebonus. Dieser ist im EEG 2004 noch weiter gefasst. Dies geht auch aus der Gesetzesbegründung zum EEG 2004 hervor:

„Anders als im Absatz 3 ist der Bonus aber nicht nur für den im gekoppelten Betrieb gelieferten Strom zu zahlen.“

Nach Betrachtung der Gesetzeshistorie sollen Bonuszahlungen nach dem EEG 2004 für den in der gesamten Anlage erzeugten Strom ausgezahlt werden. Mit der Novellierung des EEG 2009 wurde der Technologiebonus beschränkt und nur noch auf den Teil des Stroms gewährt, der in innovativen Verfahren erzeugt wird.

Das Gericht betrachtete abschließend die Systematik des § 8 EEG 2004.

So heißt es in Absatz 3 des § 8 EEG 2004:

„Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 Satz 1 erhöhen sich um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde, soweit es sich um Strom [...] handelt [...].“

In Absatz 4 wurde hingegen folgende Formulierung gewählt:

„Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils weitere 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die [...] mittels [...].“

Der Gesetzgeber hat in Absatz 4, der den Technologiebonus regelt, statt des Wortes „soweit“ die Formulierung „mittels“ gewählt. Das Wort „soweit“ dient in Absatz 3 der Einschränkung der Bonusgewährung. Auf diese hat der Gesetzgeber in dem direkt anschließenden Absatz aber verzichtet. Das Gericht führt hierzu aus:

„Aufgrund der unterschiedlichen Benutzung in direkt aneinander angrenzenden Absätzen, die ihrem Regelungsgehalt nach beide einen Bonus auf die Mindestvergütung gewähren, ist anzunehmen, dass der Gesetzgeber bei der Regelung in Abs. 4 im Gegensatz zu Abs. 3 gerade keine Begrenzung des Technologiebonus vorsehen wollte.“

In Ansehung der Erwägungen des Gerichts ist davon auszugehen, dass das EEG 2004 in § 8 Abs. 4 einen Technologiebonus gewährt, der bei Erfüllung der benannten Voraussetzungen auf den gesamten durch die Anlage erzeugte Strom zu zahlen ist.

3 Fazit

Anlagen, die nach dem EEG 2004 vergütet werden, können bei Erfüllung der Voraussetzungen des § 8 Abs. 4 EEG 2004 den Technologiebonus auf den gesamten von der Anlage erzeugten Strom erhalten

Die Anlagen die bereits ORC-Anlage verbaut haben, können gegebenenfalls Nachforderungen prüfen lassen. Förderfähige Alt-Anlagen können hingegen den Einbau einer ORC-Anlage vor Ablauf der Förderungszeit prüfen, um ihre erwartete Rendite zu steigern.

Zu beachten ist dabei, dass die Auffassung der Clearingstelle EEG diesbezüglich weiterhin von der Auffassung des Gerichtes abweicht. Es sind jedoch weitere dem Urteil des Landgerichtes Münster entsprechende Entscheidungen in der Sache zu erwarten.

Literatur/Quellen

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, im Internet abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2022-03-17_BDEW_Stn_EEG_RefE_2023.pdf

Jens Vollprecht/ Paul Schwarz, InfrastrukturRecht, Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in (ziemlich) neuem Gewand, S. 53ff.

Martin Brensmann, BIOGAS Journal, Biogasanlagen senken Börsenstrompreise!, S. 12 ff.

BT-Drucksache 15/2864, S. 40

BT-Drucksache 16/8148, S. 79

Kontakt

Prof. Dr. Martin Maslaton

Maslaton Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

☎ +49(0)341.14950-0 | ✉ leipzig@maslaton.de | 🌐 www.maslaton.de



Michael Galander, Dirk Uhrandt, Mathias Sauer, Iris Stottmeister,
Jenny Stukenbrock, Yvette Gonzalez, Constance Patrunky,
Ronny Brandenburg, Rüdiger Hink

biogeniV Bündnis Vorstellung

Neue Verfahren und Technologien zur Verwertung biogener Reststoffe im östlichen MV

Zusammenfassung: Das vom BMBF im Rahmen des „Wandel durch Innovation in der Region“ (WIR!)-Programms geförderte Bündnis **biogeniV** ist auf die Entwicklung neuer Technologien zur Verwertung bislang ungenutzter biogener Reststoffe inklusive Kohlendioxid fokussiert. Das WIR!-Programm zielt auf die Förderung von Innovationen, insbesondere durch Einbeziehung kleiner und mittelständischer Unternehmen (KMU) in strukturschwachen Regionen ab und fördert die Zusammenarbeit von Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft. Nach dem Start im September 2021 beträgt die Förderdauer bis zu 6 Jahre. Als geografisches Zentrum der landwirtschaftlich geprägten Region im östlichen MV und insbesondere aus gesellschaftspolitischer Verantwortung hat die **Hansestadt Anklam** die Herausforderung erfolgreich angenommen, die noch zu setzenden Rahmenbedingungen mit der Innovationskraft regionaler und überregionaler Forschung im Rahmen von biogeniV (V für Verwertung, Vernetzung, Vorpomern) in Einklang zu bringen. Zusammen mit der **Cosun Beet Company** (Zuckerfabrik Anklam) als einer der größten Verarbeiter von landwirtschaftlichen Kulturpflanzen in der Region und dem **Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie** als international renommierte Forschungseinrichtung wurde ein Bündnis von über **18 Partnern** sowie weiteren Akteuren mit gemeinsamen Entwicklungszielen aufgebaut.

Abstract: The biogeniV alliance, funded by the BMBF as part of the "Change through Innovation in the Region" (WIR!) program, focuses on the development of new technologies for the utilization of currently unused biogenic residues, including carbon dioxide. The WIR! program aims to promote innovation, particularly by involving small and medium-sized enterprises (SMEs) in structurally weak regions and promotes cooperation between industry, science and society. After the beginning in September 2021, funding will be awarded for up to 6 years. As the geographical center of the agricultural region in eastern Mecklenburg-West Pomerania and in particular due to its socio-political responsibility, the **Hansestadt Anklam** has successfully accepted the challenge of reconciling the framework conditions that have yet to be set with the innovative power of regional and national research through biogeniV. Together with the **Cosun Beet Company** (Anklam sugar company) as one of the largest processors of agricultural crops in the region and the **Leibniz Institute for Plasma Science and Technology e.V. (INP)** as an internationally renowned research institution, an alliance of over **18 partners** and other stakeholders with common development goals was established.

1 Die Basis des Bündnisses

1.1 Die Initiatoren des Bündnisses

Mit der Hansestadt Anklam als **Kommune** und Mittelzentrum, der Cosun Beet Company als **wirtschaftliches Unternehmen** und dem Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. als **Wissenschaftseinrichtung** soll die Vernetzung dieser Bereiche bereits mit der Etablierung von biogeniV betont werden. Stadt und Unternehmen sehen für die Erreichung ihrer ehrgeizigen Ziele, die auch eine Ausstrahlung für und über die Region hinaus nach sich ziehen würde, die Notwendigkeit, stärker mit forschenden Unternehmen sowie öffentlichen Forschungseinrichtungen weitere Potenziale zu erschließen.

Die **Hansestadt Anklam** ist mit ca. 12.500 Einwohnern die zweitgrößte Stadt im Landkreis Vorpommern-Greifswald. Mit ihren Randbedingungen und Herausforderungen ist die Stadt repräsentativ für die gesamte Bündnisregion. Anklangs Wirtschaft ist insbesondere durch Unternehmen, die im Bereich Bioökonomie tätig sind (u.a. Zuckerfabrik Anklam, Anklam Extrakt, Zweite Biogas Anklam Betriebs GmbH, Continental Taraxagum Lab) geprägt. Die Stadt verfolgt seit 2015 ein ambitioniertes, integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept und engagiert sich seit 2018 im Landesdialog „Grüne Gewerbegebiete (GGG) in MV“ mit dem Ziel, eine nachhaltige Entwicklung von Gewerbe- und Industriegebieten voranzutreiben.

Die **Cosun Beet Company (CBC)** betreibt die Zuckerfabrik Anklam mit ihrer fast 140 Jahre währenden Tradition in der Rübenverarbeitung. Sie ist heute einer der größten Verarbeiter von landwirtschaftlichen Kulturpflanzen und nachwachsenden Rohstoffen in Mecklenburg-Vorpommern. CBC strebt eine Erhöhung der Verarbeitungskapazität auf ca. 2 Mio. Tonnen Zuckerrüben in den nächsten zwei Jahren an. Die Unternehmensphilosophie der CBC stellt die Zuckerrübe als landwirtschaftliches Erzeugnis in den Mittelpunkt, d.h. diese dient nicht nur als Ausgangspunkt der (traditionellen) Weißzuckerherstellung, sondern daraus werden neue biogene Wertschöpfungsketten erschlossen. Heute schon erfolgt die integrierte Herstellung von Bioethanol, Futter- und Düngemitteln sowie von Biomethan aus den Reststoffen der Rübenverarbeitung. Die Erweiterung des Standorts schließt auch die Erhöhung der regenerativen Energieerzeugung sowie deren verstärkte Eigennutzung ein. CBC möchte möglichst bereits deutlich vor 2050 die Klimaneutralität ihrer gesamten Wertschöpfungskette erreichen und somit einer der umweltfreundlichsten und effizientesten Zuckerrübenverarbeiter weltweit werden. Derzeit ist das Unternehmen der größte Verbraucher fossiler Energie in Anklam und damit größter Emittent von Treibhausgasen, etwa um das 1,2-fache höher als in der restlichen Stadt. Darüber hinaus fallen bei der Bioethanol- und Biomethanherstellung jährlich 66.000 Tonnen biogenes CO₂ an.

Das **Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (INP)** mit seinem Hauptsitz in Greifswald ist eine der größten außeruniversitären Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet der Plasmatechnologie. Das Institut

forscht an innovativen Verfahren für die Umwelttechnik (u.a. Wasserbehandlung, Luftreinhaltung), an der Umwandlung von CO₂, der Oberflächen- und Plasmaverfahrenstechnik, Wasserstofftechnologien und Vergasungsprozessen. In neuesten Forschungsarbeiten wird der Einsatz von Plasmatechnologie auch in der Landwirtschaft insbesondere zur Hebung der Pflanzengesundheit betrachtet.

1.2 Akteure im Bündnis

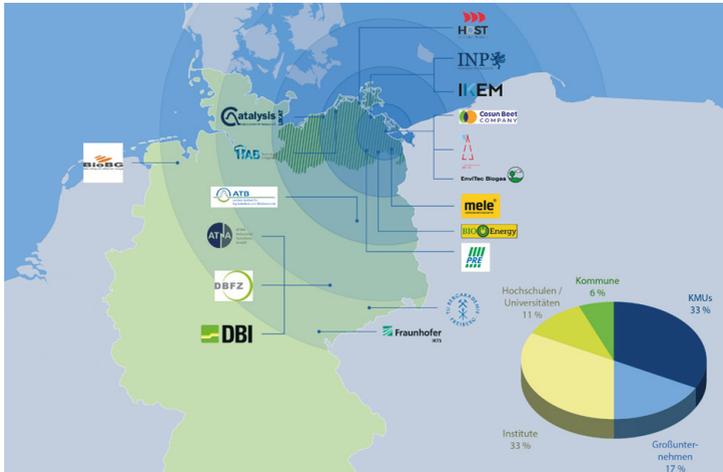


Abb.1: Akteure des biogeniV Bündnisses

Unser Bündnis umfasste bei der Einreichung des Umsetzungskonzeptes im Mai 2021 18 aktive Akteure sowie weitere Partner, die in Form von Unteraufträgen und Beratungen das Vorhaben unterstützen. Entscheidend bei der Zusammenstellung des Bündnisses war die Zusammenfassung aller notwendigen Expertisen entlang der betrachteten Wertschöpfungsketten durch regionale und überregionale Partner (Abb. 1). Neben den aktiven Partnern in der ersten Umsetzungsphase greift das Bündnis auf eine Reihe assoziierter Partner zurück. Hierunter sind weitere Anlagenhersteller und Betreiber von Biomasseverarbeitungsanlagen, die erst in der zweiten Umsetzungsphase im WIR!-Fördervorhaben bzw. in Begleitprojekte und den Pilotanlagenbau eingebunden werden sollen. Weitere assoziierte Partner, insbesondere Netzwerke wie enviMV e.V., Bauernverband MV e.V., Maritimes Cluster Norddeutschland e.V., unterstützen die Bündnisarbeit beratend.

1.3 Unsere Region

Das Bündnis biogeniV verortet sich im Küstenhinterland des östlichen Teils von Mecklenburg-Vorpommern, das durch eine geringe Bevölkerungsdichte und Bevölkerungsabwanderung seit den 1990er Jahren gekennzeichnet ist. Die klein- und mittelständisch geprägte Wirtschaft ist durch die traditionell

verankerte Landwirtschaft und Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte dominiert und weist nur eine geringe industrielle Substanz auf. Die in den letzten Jahren stark über den lokalen Verbrauch gestiegene Erzeugung erneuerbaren Stroms insbesondere aus Windkraft und Photovoltaik sowie eine regional ansässige national wie international renommierte Forschungslandschaft bieten erhebliche Chancen für einen regionalen Strukturwandel durch neue Wertschöpfungsketten im Bereich der Bioökonomie.

2 Die Zielrichtung des Bündnisses

2.1 Das Innovationsfeld

Das Innovationsfeld des Vorhabens biogeniV besteht in der **Verwertung bislang ungenutzter biogener Reststoffe inklusive des biogenen CO₂s in einer stark landwirtschaftlich geprägten Region** mit Wachstumschancen in der Bioökonomie. Bisher müssen die biogenen Reststoffe zum Teil aufwendig und/oder unter strengen Auflagen entsorgt werden. Wir wollen einen **Paradigmenwechsel** – vom Abfall zum Rohstoff – erreichen und damit einen nachhaltigen **Strukturwandel** einleiten. Das Bündnis greift die in der Region vorhandenen traditionellen Stärken und Kompetenzen auf, um unter Beteiligung ausgewählter überregionaler Partner einen Struktur- und Kulturwandel mitzugestalten, der neben den regionalen auch globale Herausforderungen des **Klimaschutzes**, der **Energiewende** sowie der **Land- und Ernährungswirtschaft** adressiert, ganz im Zeichen der **Verwertung** und **Vernetzung in Vorpommern**.

2.2 Kerninnovationen des Vorhabens

Die bereits etablierte Nutzung von Biomasse und biogenen Reststoffen durch Fermentations- und Vergärungsprozesse zur Erzeugung von Biogas und Bioethanol ist sehr energieeffizient und muss als Basis der Energiegewinnung aufrechterhalten werden. Kern des Vorhabens ist die maximale Nutzung bzw. die Nutzbarmachung der bei diesen Prozessen gleichzeitig anfallenden Reststoffe und CO₂-Emissionen als neue Rohstoffe. Die Ausnutzung der genannten Innovationspotenziale erfordert angesichts des derzeitigen Forschungs- und Entwicklungsstandes der bio- und thermo-chemischen Verfahrenstechnik neue und weiterführende wissenschaftlich-technische Innovationen.

Die Kerninnovationen im Vorhaben biogeniV sind:

- I) Kopplung katalytischer Verfahren, Plasmaverfahren und Membrantechnologien als Zusammenführung chemischer und physikalischer Methoden zur Entwicklung effizienter Syntheseverfahren für den dezentralen Einsatz, z.B. zur Biomethanolerzeugung
- II) Entwicklung und Einsatz neuer Membranmaterialien und -technologien insbesondere für die Aufreinigung von Methan und CO₂ sowie für die Abtrennung von Wasser

- III) Neue thermo-chemische Verfahren für eine effiziente Verwertung von Biomasse in klein- bis mittelskaligen Anlagen
- IV) Neuartige Kopplung von Stoff- und Energieströmen verschiedener Verwertungsverfahren an zentralen Standorten zur Erhöhung der Energieeffizienz bei der Herstellung neuer Energieträger und Kraftstoffe

Bisher sind für dezentrale kleinskalige Biogasanlagen die Biomethanolherstellungs-Verfahren mit katalytischen, bei hohen Prozessdrücken und Temperaturen arbeitenden Technologien nicht effizient einsetzbar. Dies gilt gleichermaßen für Vergasungsverfahren. Neue Routen sollen durch den Einsatz von **Plasmaverfahren** als Reaktoren und neuartiger auf die Plasmaeinkopplung ausgerichtete **Katalysatoren** in Verbindung mit **Membrantechnologien** zur Stofftrennung aufgezeigt werden. Plasmaverfahren erlauben dank der stark fokussierten Energieeinbringung kleine Anlagengrößen und ermöglichen dank Regelung über die eingekoppelte elektrische Energie die Nutzung volatiler erneuerbarer Energien. Ohne diese technische Innovation wird dieses biogene CO₂ in der Region weiterhin ungenutzt emittiert.

Die Aufreinigung von Gasen und Flüssigkeiten einschließlich der Abtrennung von Festpartikeln mit etablierten physikalischen und chemischen Methoden wie etwa thermischen oder Vakuumprozessen oder chemischen Wäschern stellt entweder einen sehr energieintensiven Prozess dar oder verbraucht bzw. erzeugt unnötige, teils auch gesundheitsgefährdende Begleitstoffe. Dies stellt einen Flaschenhals bei der Konzeption energieeffizienter Verfahren für die Biogasaufbereitung und Reststoffverarbeitung dar, der mit neuen sich derzeit in der Forschung befindenden **Membrantechnologien** überwunden werden soll. Ein technischer Fortschritt in diesem Bereich wird der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff neuen Schub geben.

Für die Verwertung dezentral anfallender, häufig hochgradig wasserhaltiger Reststoffe machen klein- und mittelskalige Anlagen Sinn, um den Transportaufwand zu minimieren. Diese sind mit etablierten Technologien bisher wirtschaftlich nicht ausreichend darstellbar. Für die Produktion und den Vertrieb von komplexen und zum Teil auch toxischen Zwischenprodukten mit wenigen Endabnehmern wie den alternativ vorhandenen dezentralen Reststoffpyrolyseanlagen, die eine technisch aufwendige Aufreinigung benötigen, wird in der Region kein geeignetes Potenzial gesehen. Dagegen besteht insbesondere im Fall von Trocknungs- und Vergasungstechnologien die Aussicht, großskalige Ansätze **thermo-chemischer Verfahren** aus der Abfallverwertung auf eine energieeffiziente Verwertung von biogenen Reststoffen auf mittlerer Skala (einige Megawatt Leistung) zu übertragen. Dabei sollte die lokale Aufbereitung in effizient transportierbare, möglichst breit verwertbare Produkte wie Methanol resultieren. Somit werden Reststoffe vor Ort in hochwertige Kraft- und Wertstoffe umgewandelt und energieaufwendige Transporte vermieden.

Ein entscheidender Wettbewerbsvorteil durch Effizienzsteigerung soll mit der **Kopplung der Energie- und Stoffströme** bei der Zusammenziehung verschiedener mittelskaliger Verwertungsverfahren an einem zentralen Standort etwa in einer Bioraffinerie erarbeitet werden. Als Beispiel sei die Kopplung von Reststoff-trocknung und -vergasung mit der Biomethanolsynthese und der Wasserstoffelektrolyse genannt. Der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt erzeugte Sauerstoff kommt bei einer energieeffizienten Vergasung zur Erzeugung von vielseitig einsetzbarem Synthesegas zum Einsatz. Die Abwärme aus beiden Prozessen lässt sich bei der Reststofftrocknung nutzen und spart somit Primärenergie. Vergasungsprodukte werden z.B. weiter zur Methanolsynthese geführt. Mit dieser intelligenten Kopplung der Verfahren heben wir die Ausnutzung von Biomasse auf ein neues Niveau.

2.3 Lösungspfade

Insgesamt gibt es vier Lösungspfade im Rahmen von biogeniV, die über die Nutzung biogener Kohlenstoffquellen zur Herstellung von hochwertigen Kraft- und Wertstoffen sowie zu einer regionalen und überregionalen Vernetzung führen (Abb. 2).

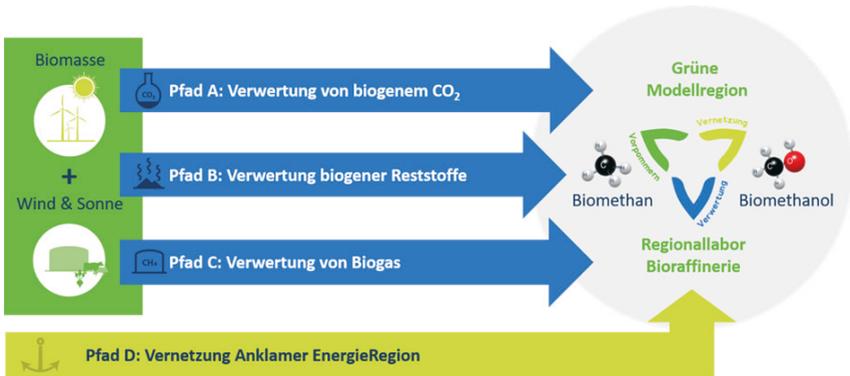


Abb. 2: Die vier Lösungspfade von biogeniV

Lösungspfad A konzentriert sich auf die Biomethanolsynthese in zentralen mittelskaligen Anlagen (einige Megawatt Leistung) einerseits und in dezentralen kleinskaligen Anlagen (unter 1 MW Leistung) andererseits, um das Kohlenstoffpotenzial biogenen CO₂s in seiner Breite heben zu können. Als ein Pilotprojekt für die zentrale Verwertung von CO₂ soll die Biomethanolsynthese an einer Fermentationsanlage am Standort der CBC umgesetzt werden. Erste technologische Fragestellungen einer zentralen mittelskaligen Methanolsynthese aus CO₂ einschließlich der Ankopplung einer Wasserstoffelektrolyse unter Nutzung volatiler Elektroenergie konnten bereits in der Konzeptphase des Bündnisses mit den Partnern Hochschule Stralsund (HOST) und der bse Methanol GmbH geklärt werden. Eine Vielzahl von energierechtlichen, ökonomischen und weiteren tech-

nischen Fragestellungen sollen im Rahmen der Erstellung eines Gesamtkonzepts einer Bi Raffinerie mit dem Fokus auf grüne Kraft- und Wertstoffe beantwortet werden, um eine wirtschaftliche Machbarkeit aufzuzeigen und den Weg für den Aufbau einer mittelskaligen Pilotanlage zu ebnen.

Im Gegensatz zu zentralen Anlagenkonzepten liegen für eine dezentrale klein-skalige Methanolsynthese etwa an Biogasanlagen noch keine technischen Lösungen vor, die ausgereift und zeitnah realisierbar sind. Neue Technologien sollen hier auf Basis der Kopplung katalytischer Verfahren, Plasmaverfahren und Membrantechnologien erarbeitet werden, was in dieser Kombination noch nicht existiert. Mit diesem disruptiven Ansatz sollen erstmals robuste und energieeffiziente Syntheseverfahren bei moderaten Bedingungen mit konzentriertem Energieeinsatz für kleine Stoffströme realisiert werden.

Lösungspfad B ist Technologien für eine maximale stofflich-energetische Nutzung von bisher in Stoffstrategien nicht oder nur schwer integrierbaren biogenen Reststoffen gewidmet. Ein zentraler Ansatz ist dabei die Vergasung der Reststoffe. Diesem muss eine Trocknung der meist wasserreichen Reststoffe vorgehen. Eine Trocknung bildet auch die Basis für effizientere Transport- und Lageroptionen. Jedoch stellt eine energie- und kosteneffiziente Trocknung von diversen biogenen Reststoffen eine Herausforderung dar, die mit Hilfe neuer Technologien unter anderem basierend auf Membranmaterialien und durch energetische Kopplung mit anderen Verfahren gelöst werden soll. Der Fokus liegt zunächst auf Gärresten, die nach der Trocknung noch entsprechend kompaktiert werden müssen. Dafür soll die optimalste Technologie entwickelt werden. Für eine zentrale mittelskalige Vergasung kann auf Erfahrungen aus der großtechnischen Abfall-, Kohle- und Holzverwertung zurückgegriffen werden. Die Herausforderung besteht darin, diese Verfahren gezielt auf kleinere, für die Biomasseverarbeitung in der Region typische Reststoffmengen hin zu entwickeln, und dabei die speziellen Reststoffeigenschaften etwa von getrockneten Gärresten zu berücksichtigen. Als ein Kandidat für eine technologische Umsetzung auf mittlerer Skala wurde das Verfahren der Sauerstoff-Schlackebad-Vergasung ausgewählt, das a) durch den Sauerstoffeinsatz besonders energieeffizient ist und auch die Trocknung mit Energie versorgen kann, b) relativ flexibel auf unterschiedliche Reststoffe eingestellt werden kann und c) nichtverwertbare oder schädliche Restelemente in einer abfalltechnisch unkritischen Form als verglaste Schlacke zurücklässt. Die gasförmigen Produkte lassen sich bei zusätzlichem Einsatz von Wasserstoff (aus Elektrolyse) vollständig in Biomethanol umsetzen, womit das Kohlenstoffpotenzial der Reststoffe maximal genutzt wird. Trocknung, Kompaktierung und zentrale Vergasung sollen im Vorhaben bereits in der ersten Umsetzungsphase bis zu Konzepten von Pilotanlagen gebracht werden, die anschließend durch die Industriepartner umgesetzt werden.

Lösungspfad C richtet sich auf die Umstrukturierung der Biogasanlagenwirtschaft hin zur emissionsarmen Biogaserzeugung und strebt die volle Hebung des Kohlenstoffpotenzials insbesondere von Wirtschaftsdünger (Gülle) an.

Hierzu sollen Technologien erarbeitet werden, die neue Geschäftsmodelle für die Biogaserzeugung eröffnen, insbesondere durch eine wesentliche Steigerung der Methanausbeute und die Produktion von hochreinem Methan und CO₂ mit erheblich höheren Verwertungschancen in einer klimaneutralen Wirtschaft. Dementsprechend werden verschiedene Ansätze mit unterschiedlichem Reifegrad im Rahmen des Vorhabens verfolgt. Eine Erhöhung der Methanausbeute lässt sich durch vorgeschaltete physikalische Aufschlussmethoden erreichen. Die Herstellung von hochreinem Methan aus Biogas stellt eine Herausforderung dar, die mit etablierten Gasreinigungsverfahren aufgrund des hohen Energie- oder Fremdstoffeinsatzes an klein- und mittelskaligen Biogasanlagen nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. Ein zentrales Anliegen im biogeniV-Vorhaben ist es deshalb, hier mit Hilfe neuer Technologien, u.a. auf der Basis von Membranen kosteneffiziente Lösungen zu erarbeiten. Gleichzeitig wird reines CO₂ produziert, das langfristig als Rohstoff für z.B. grüne Kraft- und Wertstoffe (siehe Lösungspfad A) verwertbar ist.

Lösungspfad D widmet sich dem Ziel, die Bündnis-Region - ausgehend von der Hansestadt Anklam - zu einer nachhaltig wirtschaftenden **grünen Energie-Region** zu entwickeln. Die Implementierung neuer Technologien in der Region und das Koppeln verschiedener Sektoren bedürfen weitreichender rechtlicher Überlegungen. Zudem muss die **Akzeptanz**, aber auch die **Teilhabe** der Gesellschaft an der Wertschöpfung von Biokraft- und Wertstoffen in der Region nachhaltig **verankert** werden. Im nichttechnologischen Lösungspfad D werden die Machbarkeit der Lösungspfade A, B und C im gesellschaftspolitischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Kontext analysiert, um die geeigneten Rahmenbedingungen zu schaffen und den Erfolg der Umsetzung der technologischen Lösungspfade zu ermöglichen. Dazu gehören insbesondere:

- die **infrastrukturellen** Rahmenbedingungen für die Zusammenführung von Energie- und Stoffströmen am Beispiel der Kommune Anklam zur Umsetzung der Sektorenkopplung
- die **marktwirtschaftlichen** Rahmenbedingungen für die Zusammenführung und Vermarktung von Kraft- und Wertstoffen in der Region zur Etablierung neuer Geschäftsfelder
- die **rechtlichen** Rahmenbedingungen, um die Planung und Umsetzung transparent vorzubereiten (kommunalrechtlich und technisch-ökonomisch)
- die **gesellschaftspolitischen** Rahmenbedingungen zur Steigerung der Akzeptanz mittels Partizipation und der Konzeption einer neuartigen, kooperationsbasierten Fachkräfteausbildung in der Region.

In der ersten Umsetzungsphase des WIR!-Programms werden Instrumente der Szenario-Modellierung, Stakeholder- und generationsspezifische Erfahrungs- und Experimentierräume und wissenssoziologische Diskursanalysen genutzt,

um für die zweite Umsetzungsphase die Basis zur Transformation und Installation neuer Geschäftsfelder und -wege zu schaffen. Dabei fokussieren wir stets auf die wesentlichen Bausteine unserer Vision: die Erreichung der Klimaschutzziele mit Innovationen zum nachhaltigen Strukturwandel, wie Abb. 3 zeigt.

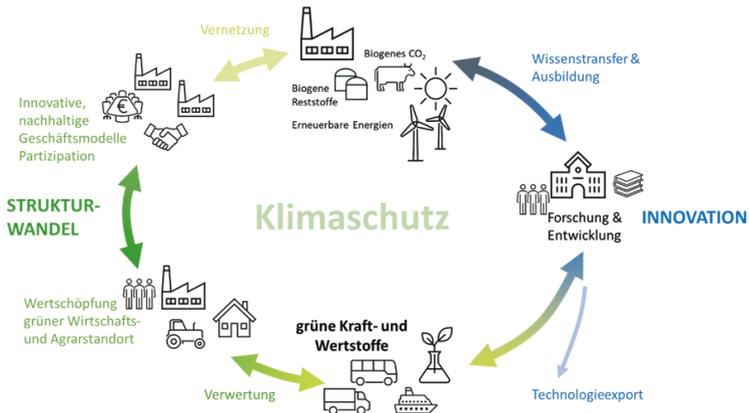


Abb. 3: Das biogeniV Bündnis in die Zukunft gedacht - Vision der Grünen EnergieRegion

Mit dem Vorhaben **AnKER (Anklamer EnergieRegion)** unterstützen wir die Etablierung von nachhaltigen Wertschöpfungsketten in der Region, um die bisher ungenutzten biogenen Reststoffe und biogenes CO₂ mittels erneuerbarer Energie in grüne Kraft- und Wertstoffe umzuwandeln. Für die Umsetzung der Vision einer grünen EnergieRegion sind neue **innovative Ansätze** erforderlich, die auch den **Technologieexport** befördern können. Dazu erforschen wir gemeinsam die in den Lösungspfaden A bis C beschriebenen technologischen Verfahren und erarbeiten Möglichkeiten, diese zur Anwendung zu bringen. Um dem **Wirtschafts- und Agrarstandort Anklam** und der Region eine zukunftsfähige Perspektive aufzuzeigen, werden wir über die technologische Entwicklung hinaus die Rahmenbedingungen schaffen, damit die **grünen Kraft- und Wertstoffe** in der Region eingesetzt werden, was zu einer nachhaltigen Entwicklung sowie der Erreichung der **Klimaziele** beiträgt. Aus diesen Initiativen werden **neue Geschäftsmodelle** entstehen, die vor allem KMU in der Region stärken.

Ein Innovationsschub im Technologiesektor kann nur nachhaltig in der Region wirken, wenn für die Technologieentwicklung und -anwendung geeignetes **Fachpersonal** zur Verfügung steht. Aus- und Weiterbildung von Fachpersonal soll durch spezifische Angebote in bestehenden und sich entwickelnden Akademien und Bildungszentren (mele Akademie, Nordum Akademie GmbH & Co. KG, IBZ Hohen-Luckow, Bioökonomiezentrum Anklam) unterstützt sowie durch Einrichtungen der regionalen Wirtschaftsförderung, u.a. der IHK gesichert werden.

Eine entscheidende Rolle in der Anklamer EnergieRegion wird das „**Regional-labor Bioraffinerie**“ einnehmen. Für den Standort der CBC ist die Konzeption

von Testfeldern für die neuen Technologien der Reststoffverwertung und CO₂-Nutzung sowie deren Kopplung im Technikumsmaßstab vorgesehen. Anhand dieser kann die Kopplung der Technologien demonstriert und so den Stakeholdern auch im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit nähergebracht werden. Außerdem können die dabei hergestellten grünen Energieträger wie Biomethanol und Bio-LNG in der Logistikkette der An- und Abfuhr getestet werden, um sie später auch im kommunalen Fuhrpark, dem ÖPNV oder im Rahmen weiterer Gewerbegebietentwicklungen einsetzen zu können. Bei der Konzeption ist auch die energetische Vernetzung (gemeinsame Nutzung von Wärmeenergie, Strom aus erneuerbaren Quellen, grünen Kraftstoffe sowie Energiespeicherung) ein wesentlicher Baustein.

Die Testfelder sollen in enger Kooperation insbesondere von Unternehmen der Biomasseverarbeitung (u.a. der Partner CBC und Zweite Biogas Anklam) und KMUs aus dem Bereich der Anlagenherstellung aufgebaut und gemeinsam genutzt werden. Hinzu kommen Dienstleistungspartner wie das Bioökonomiezentrum Anklam. Auch die Einbindung der biogeniV-Forschungspartner wird wesentlich zum Erfolg beitragen. In diesem Sinne wird das Regionallabor auch günstige Randbedingungen für künftige Forschungsförderung bieten und eine Innovationsförderung verstetigen. Die Testfelder stehen insbesondere auch Start-ups und KMU zur Verfügung, um neue Verfahren und Technologien zur Verwertung biogener Reststoffe und biogenen CO₂s zu erproben. Die enge Vernetzung der KMUs mit Großunternehmen und Wissenschaft wird erheblich zur weiteren Identifizierung von Verwertungspfaden und Marktchancen sowie zum Abbau von Hemmnissen für Innovationstätigkeiten der KMUs beitragen. Aus den Arbeiten im Regionallabor können Erkenntnisse für weitere Produktionsstandorte in der Region gewonnen werden, bei denen ebenfalls Verwertungswege für biogene Reststoffe interessant sind.

2.4 Übergeordnetes Ziel

biogeniV wird damit als ein wichtiger weiterer Baustein mit technischen Innovationen im Sektor Bioökonomie und Energie, den Strukturwandel in der Region unterstützen, den Wirtschafts- und Agrarstandort Anklam stärken und für die Region einen wichtigen Beitrag auf dem Weg zur Klimaneutralität leisten. Durch die interdisziplinäre Aufstellung der Akteure im Bündnis ist ein systemischer Ansatz bei der Umsetzung dieser Ziele gewährleistet.

Kontakt

Constance Patrunky, Ansprechpartnerin des biogeniV Bündnisses

Hansestadt Anklam

☎ +49 (0)3834.554-3809 | ✉ kontakt@biogeniv.de

🌐 <https://www.biogeniv.de>

FORUM A

BIOGAS

Gibt es eine Zukunft für landwirtschaftliche Biogasanlagen?

Eine Betrachtung aus Betreiber- und Bankenperspektive

Zusammenfassung: Die Nutzung der Produkte aus der lokalen Biogaserzeugung in verschiedenen Sektoren kann sowohl zum Erreichen der Klimaziele als auch der Versorgungssicherheit, speziell für erneuerbaren Strom, Wärme und Kraftstoff, beitragen. Biogas kann somit einen wichtigen Baustein für die Defossilisierung des Energie- und Mobilitätssektors darstellen. Die Entwicklung des gesetzlichen Rahmens in Form der EEG Novellen hat jedoch gezeigt, dass sich in Zukunft durch die Stromerzeugung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen voraussichtlich geringere Erlöse erzielen lassen werden als während der ersten Vergütungsphase.

Um eine Zukunftsperspektive für Bestandsbiogasanlagen zu schaffen, müssen daher durch Folgekonzepte Anpassungen im Anlagenbetrieb realisiert werden. Durch Veränderungen und Erweiterungen des Anlagenbetriebes können neue Produkte und Märkte und somit Erlösquellen erschlossen werden. Chancen der Biogastechnologie lassen sich vor allem in der Möglichkeit der flexiblen Stromerzeugung und in den Potenzialen der Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Treibstoffen identifizieren.

Landwirte stehen somit vor der Herausforderung, Entscheidungen über Investitionen zur Realisierung von Folgekonzepten für ihre Biogasanlagen treffen zu müssen. Banken stehen vor der Entscheidung, diese Folgekonzepte zu finanzieren. Es stellt sich daher die Frage, welche Investitionen noch finanzierbar sind und es gilt zu prüfen, wie sich unterschiedliche Investitionsbeträge auf die Wirtschaftlichkeit der Fortführung auswirken.

Abstract: The use of products from local biogas production in various sectors can contribute to the achievement of climate targets as well as to security of supply. Biogas can thus represent an important component for the defossilization of the energy and mobility sector. However, the development of the legal framework in the form of the EEG amendments has shown that in the future, electricity generation from agricultural biogas plants will probably generate lower revenues than during the first compensation phase.

In order to create a future perspective for existing biogas plants, adjustments in plant operation must be realized through follow-up concepts. Through changes and extensions of the plant operation, new products and markets and thus sources of revenue can be developed. Opportunities of biogas technology can be identified mainly in the possibility of flexible power generation and in the potentials of greenhouse gas savings compared to fossil fuels.

Farmers are therefore faced with the challenge of having to make decisions about investments for the realization of follow-up concepts for their biogas plants. Banks are faced with the decision to finance these follow-up concepts. Therefore, the question arises which investments can still be financed and it has to be examined how different investment amounts affect the profitability of the continuation.

1 Auswahl von Folgekonzepten

Aufbauend auf einem vorherigen Post-EEG-Forschungsprojekt wurden für die Untersuchung die beiden ökonomisch interessantesten Fortführungskonzepte ausgewählt. Es werden zum einen Folgekonzepte der Stromerzeugung im Rahmen der EEG-Ausschreibungen in Verbindung mit verschiedenen Optimierungsmöglichkeiten dieser Betriebsweise, zum anderen die Biogasaufbereitung zu Biomethan mit anschließender Nutzung im Mobilitätssektor betrachtet.

1.1 Untersuchungsdesign

Durch ein mehrstufiges Vorgehen (Abb. 1) aus Literaturrecherche, leitfadengestützten Experteninterviews und durch den Einsatz eines Simulationsmodelles konnten Einschätzung zur Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Folgekonzepte getroffen werden.



Abb. 1: Methodisches Vorgehen

Es wurden insgesamt zwei Leitfäden erstellt, um die Fragen auf die jeweils befragte Zielgruppe „Finanzierer“ sowie „Landwirtschaft und Multiplikatoren“ anzupassen. Die Gemeinsamkeit der Leitfäden bestand darin, dass beide Expertengruppe nach ihrer Einschätzung bezüglich der ausgewählten Folgekonzepte befragt wurden. Die Konzepte für einen Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen waren in folgende Möglichkeiten unterteilt:

• Fortsetzung der Verstromung von Biogas

- Weiterbetrieb der Anlage für die Stromerzeugung unter EEG 2021-Bedingungen
- Optimierung der Bestandsanlage hinsichtlich der Strom- und Wärmeerzeugung, Gärrestvermarktung und/oder des Substrateinsatzes

- **Umstellung auf die Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung zur Kraftstoffvermarktung**

- Einspeisung in das Gasnetz,
- Betrieb einer CNG-Hoftankstelle,
- Aufbereitung für die LNG Produktion.

Im Finanziererbereich wurden insgesamt 13 Gespräche mit Experten aus 12 Unternehmen durchgeführt. Es lässt sich eine Unterteilung der Unternehmen in überregional aktive Institute (n=4), regional und lokal aktive Institute (n= 5) und aus der Kategorie Förderbanken und Beratung (n=3) bilden. Bei den direkt im Kundengeschäft aktiven Instituten fiel auf, dass alle Experten einen privaten Landwirtschaftsbezug hatten. Weiterhin wurde bei den regional und lokal tätigen Instituten festgestellt, dass einige der Experten (3 von 5) selbst Biogasanlagen im Nebenbetrieb oder als Beteiligung im Eigentum hatten. In diesen Fällen vermischten sich z.T. die Argumente aus Betreibenden- und Banksicht.

Im landwirtschaftlichen Bereich wurden für die Einschätzungen der Sichtweise von Beitreibenden landwirtschaftlicher Biogasanlagen 7 Gespräche durchgeführt und ausgewertet. Von 4 der befragten Experten wird selbst eine Biogasanlage betrieben.

Die Experteninterviews wurden transkribiert und anschließend mit der Software MAXQDA ausgewertet und zur weiteren Analyse der ausgewählten Folgekonzepte wurden in einem Simulationsmodell bankübliche Kennzahlen, insb. Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) und interner Zinsfuß für den Gesamtkapitaleinsatz ermittelt.

2 Ergebnisse der Experteninterviews und der Modellierung

Die Experten wurden vor der Einschätzung zu den beschriebenen Folgekonzepten zu der Entwicklung der Finanzierung des Anlagenbestands und der Fortführungserwartung nach dem Auslaufen der ersten EEG-Förderperiode befragt.

2.1 Finanzierung des Anlagenbestandes und Fortführungserwartung

Analog zur Entwicklung des Biogasanlagenbestandes haben die Banken ab dem Jahr 2000 begonnen, Biogasanlagen zu finanzieren, in größerem Umfang ab 2004, der Höhepunkt war in den Jahren 2008-2011. Entsprechend läuft die erste EEG-Förderperiode bei den meisten finanzierten Anlagen zwischen 2028 bis 2031 aus. Aktuelle Erhebungen zeigen, dass bei Anlagen, bei denen sowohl Daten zur Eigenkapital- als auch zur Fremdkapitalfinanzierung vorlagen durchschnittlich zu 69,7 % fremd- und zu 30,3 % eigenfinanziert wurde (Barchmann et al. 2021).

Die befragten Banken haben zum weitaus überwiegenden Teil sogenannte Hofbiogasanlagen finanziert. Fast alle finanzierten Biogasanlagen sind dem Bereich landwirtschaftliche Biogasanlagen zuzuordnen. In der Anfangszeit wurde die Finanzierung mangels Erfahrungen mit diesem Geschäftsfeld auch bei diesen Anlagen als klassische Projektfinanzierung (über eine Projekt GmbH & Co KG, mit beschränkter Sponsorenhaftung, abgestellt auf den Cash-Flow der Anlage) durchgeführt. Im Verlauf hat sich nach Aussagen der Experten gezeigt, dass landwirtschaftliche Biogasanlagen eher als Unternehmensfinanzierungen des landwirtschaftlichen Betriebs zu bewerten sind. Finanzierungen von Hofbiogasanlagen sind – auch wenn sie sich formal an der Projektfinanzierung orientieren – meist nicht oder nicht allein am Cash-Flow (bzw. der Kapitaldienstfähigkeit der Anlage) orientiert. Es wird das gesamte landwirtschaftliche Unternehmen betrachtet und die Diversifikations- und Synergieeffekte werden mit einbezogen. Wenn es nur einen Landwirt bzw. landwirtschaftlichen Betrieb als Eigentümer gibt, wird dieser nach Möglichkeit der vollen oder mindestens teilweisen Haftung für die Biogasanlagenfinanzierung unterworfen. An die Stelle der persönlichen Haftung des Landwirts kann auch die Bereitstellung entsprechender Sicherheiten aus dem landwirtschaftlichen Betrieb treten. Insbesondere wenn mehrere Landwirte an der Anlage beteiligt sind, ist es zum Einsatz von Zweckgesellschaften und zu einer begrenzten Sponsorenhaftung im Rahmen von Projektfinanzierungen gekommen.

Prognosen über den Anteil der Biogasanlagen, die nach Auslaufen der 20-jährigen Förderdauer einen Weiterbetrieb anstreben, gelten aufgrund der Betreibendenstruktur und der Heterogenität des Anlagenbestandes als schwierig zu treffen. Aus Sicht der Biogasanlagenbetreibenden besteht einerseits die Meinung, dass ältere Biogasanlagenbetreibende, die keine Hof- bzw. Anlagennachfolge haben, auch keine Fortführung anstreben werden. Andererseits wird davon ausgegangen, dass auch ohne eigene Nachfolge für die Anlage ein Nachfolger aus der Region gefunden werden kann, der die Anlage weiterbetreiben möchte. Bei der Hälfte der befragten Betreiber wurde die Hofnachfolge bereits frühzeitig geklärt und die nächste Generation ist eng in den Betrieb eingebunden und hat teilweise auch schon die Betriebsleitung übernommen.

Von der Mehrzahl der landwirtschaftlichen Experten, die selbst eine Biogasanlage betreiben, wird das Optimierungspotenzial der eigenen Anlage als gering eingestuft. Dies lässt jedoch nicht darauf schließen, dass das Optimierungspotenzial des gesamten Anlagenbestandes gering ist, sondern lediglich die teilnehmenden Experten Biogasanlagen betreiben, bei denen die Betriebsweise kontinuierlich optimiert wurde. Eine weitere Einschätzung lautete, dass die Optimierung eine „Grundvoraussetzung“ darstellt, um eine Beteiligung an den Ausschreibungen zu ermöglichen.

Die Einschätzung der befragten Finanzexperten bezüglich der Fortführungserwartung differiert sehr stark. Die Prozentsätze schwanken zwischen 20 % und 100 %, der größte Teil der Befragten sieht eine Fortführungswahrscheinlich-

keit zwischen 50 und 75 %. Aufschlussreicher als diese Prozentsätze sind die Begründungen für eine mögliche Fortführung oder Schließung des Betriebes der Bestandsanlage. Indikatoren, die sich positiv oder negativ auf den Weiterbetrieb auswirken, sind in Tab. 1 dargestellt.

Tab. 1: Indikatoren für den Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen

Positive Indikatoren	Negative Indikatoren
Folge- und Aufstockungsinvestitionen wurden bereits vorgenommen und dadurch ist die Anlage unter technisch und (genehmigungs-)rechtlichen Aspekten auf dem aktuellen Stand	Schlechte Wirtschaftlichkeit der Anlage in der Vergangenheit durch: <ul style="list-style-type: none"> • schlechte Betriebsführung • Investitionsstau • Fremdbezug und/oder hohe Substratkosten • Wartungsrückstände
Zum Zeitpunkt der Folgeinvestitionen verfügen Bestandsanlagen über genügend zukünftigen freien Cash-Flow, um die für die Sicherung der Fortführung notwendigen neuen Kredite zu tilgen	Ungeklärte Hofnachfolge

2.2 Fortführung der Stromerzeugung

Damit Bestandsanlagen eine Anschlussvergütung für die Stromerzeugung erhalten können, müssen ab dem Zeitpunkt des Wechsels in die Anschlussvergütung verschiedene technische Anforderungen erfüllt sein. Zu diesen Voraussetzungen gehören Anforderungen an den Substratmix, nach denen der enthaltene Anteil von Mais pro Kalenderjahr 40 %_{mass} nicht überschreiten darf (§ 39i Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)). Je nach geplantem Substratmix zur Einhaltung des Maisdeckels können sich Investitionen in den Bereichen der Substratlagerung sowie der nötigen Aufbereitungs- und Einbringungstechnik ergeben. Weitere Voraussetzungen betreffen die Anlagenleistung, für die ein Vergütungsanspruch besteht. Demnach gilt dieser nur für den Anteil der erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 45 % entspricht (§ 44b Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)). Im Vergleich zum Grundlastbetrieb, für den die Bestandsanlagen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme meist ausgelegt waren, muss für eine flexible Fahrweise eine höhere Verstromungskapazität (P_{inst}) installiert sein, um eine bedarfsgerechte Stromproduktion zu realisieren. Diese Anforderung kann auf zwei verschiedene Arten umgesetzt werden. Einerseits ist eine Anhebung der installierten Leistung, andererseits die Absenkung der Bemessungsleistung (P_{Bem}) möglich (Daniel-Gromke et al. 2019). Soll eine Anhebung der installierten Leistung stattfinden, kann das vorhandene BHKW weitergenutzt werden und zusätzlich erfolgt der Zubau eines neuen BHKW oder das bestehende (abgeschriebene) BHKW kann durch ein neues und leistungsfähigeres Aggregat ersetzt werden (Aschmann et al. 2015). Für die Absenkung der Bemessungsleistung sind keine technischen Änderungen und folgend auch keine Zusatzinvestitionen nötig. Es ist jedoch unklar, ob ohne Reinvestition in die bestehende BHKW-Technik (und andere

Anlagenkomponenten) eine flexible Fahrweise über einen weiteren Zeitraum von 10 Jahren gewährleistet werden kann. Möglicherweise wird die Fortführung der Verstromung durch eine Absenkung der Bemessungsleistung nur als Übergangskonzept hin zu einer Anlagenstilllegung dienen.

Als ein wichtiger Faktor, der die Wirtschaftlichkeit des Anschlusskonzepts der Stromerzeugung unter aktuellen EEG Rahmenbedingungen beeinflusst, gilt unter den Experten die Wärmevermarktung. Bei den befragten Experten wurden 4 Ct/kWh als eine „gute Größenordnung“ für Wärmeerlöse angesehen. Es wird jedoch sowohl von Finanzierungs- als auch Landwirtschaftsexperten davon ausgegangen, dass die Wärmenutzung stark von regionalen Begebenheiten abhängig ist und daher auch diese Möglichkeit, Erlöse zu generieren, nicht an allen Standorten landwirtschaftlicher Biogasanlagen besteht.

Da die Erlöse aus der EEG-Vergütung als zu niedrig eingeschätzt werden, könnten Gewinne somit nur erzielt werden, wenn weitere Erlösmöglichkeiten wie die Vermarktung von Wärme und Gärresten realisiert und Einsparungen durch den Einsatz von günstigen Substraten sowie ein effizienter Anlagenbetrieb erreicht werden.

Im Ergebnis ist auf Basis von Studien und eigenen Berechnungen festzuhalten, dass eine Fortführung unter EEG 2021 - Bedingungen mit einer Flexibilisierung in Form einer großzügigen Leistungserweiterung und guter Wärmevermarktung in vielen Fällen wirtschaftlich durchaus sinnvoll ist. Die für eine Fortführung erforderlichen Investitionen sind bis zu einer gewissen Größenordnung auch vollständig fremdfinanzierbar, darüber hinaus allerdings nur in Verbindung mit einem nennenswerten Eigenkapitalanteil.

2.3 Umstellung auf die Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung zur Kraftstoffvermarktung

Bestehen am Anlagenstandort keine Vermarktungsmöglichkeiten der Wärme sollte über die Aufbereitung des Rohgases zu Biomethan nachgedacht werden. Außerhalb der Verstromung kann das zu Biomethan aufbereitete Biogas auf unterschiedliche energetische sowie stoffliche Arten genutzt und vermarktet werden. Interessant ist besonders die Kraftstoffnutzung des Biomethans. Im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen lässt sich Biomethan als hocheffizienter Kraftstoff mit einem hohen spezifischen Flächenertrag einstufen und schneidet bezogen auf die Verminderung von Treibhausgasemissionen gut ab (Edel und Kühnel 2019). Um eine Biomethanaufbereitung an Bestandsanlagen zu

realisieren, müssen technische Änderungen, die mit einem Investitionsbedarf und zusätzlichen Betriebsausgaben einhergehen, vorgenommen werden.

Neben der Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff können Erlöse durch die Vermarktung der Treibhausgasemissionsminderungsquote erzielt werden. Dafür muss eine Zertifizierung der THG-Emissionen des erzeugten Biomethans stattfinden. Wichtige Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit des Anschlusskonzepts der Biomethaneinspeisung zur Kraftstoffvermarktung beeinflussen sind in Tab. 2 dargestellt.

Tab. 2: Einflussfaktoren und Möglichkeiten der Biogasaufbereitung und Vermarktung

Einflussfaktor	Möglichkeiten
Verfügbare Rohgasmenge	Anlagenbündelung (Pooling) und gemeinsame Aufbereitung
Höhe der THG-Quote	Einsatz von Reststoffen wie Wirtschaftsdünger als Substrat
Entfernung zum Gasnetz	Lokale Vermarktung bei zu großer Entfernung zum Gasnetz unter der Voraussetzung, dass eine ausreichende lokale Abnehmerstruktur vorhanden ist

Aktuell gelten als Hemmnisse vor allem die unklare Entwicklung der rechtlichen Situation (RED II) und die von den Expertengruppen als noch nicht ausgereift eingeschätzte Aufbereitungstechnik.

Insgesamt ergibt sich aus der betriebswirtschaftlichen Bewertung, dass die Biogasaufbereitung als Fortführungskonzept mit einer Biomethaneinspeisung in das Gasnetz und Vermarktung als Kraftstoff bei kleineren Anlagen bis zu 500 kW nur schwer finanzierbar sein wird. Der für diese Konzepte benötigte Gasnetzzugang, die ggf. sinnvolle oder nötige Bündelung mehrerer Altbiogasanlagen für eine gemeinsame Aufbereitung und Einspeisung bzw. die aus Bankenperspektive fehlenden geprüften Konzepte und Techniken für Biomethanaufbereitung bei kleineren Anlagen lassen diese Fortführungsvariante eher als Ausnahme erscheinen.

3 Ausblick

Die Möglichkeit einer Anschlussvergütung der Stromerzeugung für bestehende Biogasanlagen hat sich durch die Einführung des EEG 2021 deutlich verbessert. Wegen der begrenzten Laufzeit von 10 Jahren und verschiedener anderer Restriktionen im Ausschreibungsverfahren ist die EEG-Verstromungslösung möglicherweise nur ein Zwischenkonzept. Kurz- und mittelfristig scheint es eine Präferenz für die Fortführung der Verstromungslösung zu geben.

Mittelfristig sollten jedoch die Themen Biomethaneinspeisung, CNG und LNG nicht außer Betracht bleiben. Durch die aktuellen rechtlichen Entwicklungen könnten sich in diesem Bereich große Chancen für die Biogasbranche – unter der Voraussetzung, dass hohe Treibhausgasminderungen erzielt und nachgewiesen werden können – ergeben. Insbesondere Bio-LNG-Konzepte könnten auf mittlere oder längere Frist für Biogasproduzenten an dezentralen Standorten ohne Gasnetzzugang interessant werden. Zu diesem Thema besteht weitergehender Information- und Forschungsbedarf.

Literatur/Quellen

- Aschmann, Volker; Keymer, Ulrich; Rauh, Stefan; Binder, Stefan; Schwertner, Sebastian (2015): Direktvermarktung III Bedarfsorientierte Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern V.
- Barchmann, Tino; Pohl, Marcel; Denysenko, Velina; Fischer, Erik; Hofmann, Josephine; Lenhart, Markus et al. (Hg.) (2021): Biogas-Messprogramm III. Deutsches BiomasseForschungsZentrum; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Erstausgabe. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fn21/1749098326.pdf>.
- Daniel-Gromke, Jaqueline; Kornatz, Peter.; Dotzauer, Martin; Stur, Mathias; Denysenko, Velina; Stelzer et al. (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- Edel, Matthias; Kühnel, Christine (2019): biogaspartner -gemeinsam_einspeisen. Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa Markt, Technik und Akteure. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021).
- Herbes, Carsten; Halbherr, Verena; Braun, Lorenz (2018): Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte*. In: AgrB Agrarbetrieb 4, S. 12–15.
- Hoffstede, Uwe; Beil, Michael; Beyrich, Wiebke; Hahn, Henning; Kasten, Julia; Krautkremer, Bernd et al. (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. Kassel.

Kontakt

Katharina Scherzinger, M. Sc., Prof. Dr. Heinrich Degenhart

Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Bank-, Finanz- und Gründungsmanagement

✉ katharina.scherzinger@leuphana.de

Klimaschutz durch die Vergärung von Wirtschaftsdüngern

Zusammenfassung: Durch die Einsparung von Methanemissionen lassen sich Fortschritte im Klimaschutz schnell erreichen, denn das nach Kohlenstoffdioxid (CO₂) zweitwichtigste Treibhausgas hat eine starke Klimawirkung. Der hohe Methangehalt ist sowohl auf natürliche als auch auf anthropogene Quellen zurückzuführen. In Deutschland ist beispielsweise die Landwirtschaft Hauptverursacher. Die Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern aus der Nutztierhaltung emittiert Methan in einer Größenordnung von rund 5,8 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. Die Biogastechnologie ist derzeit die einzige technisch und wirtschaftlich etablierte Lösung zur Reduktion dieser Emissionen. Daher ist die verstärkte Nutzung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen als eine wichtige Maßnahme für den Sektor Landwirtschaft im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung aufgeführt. Über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) fördert das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) zur Umsetzung dieser Ziele verschiedene Maßnahmen:

- Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur energetischen und emissionsmindernden Nutzung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen
- Modell- und Demonstrationsvorhaben zur Erhöhung des Anteils von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen
- Förderung von Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern

Die Mittel werden aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ bereitgestellt.

Abstract: The reduction of methane (CH₄) emissions is an important mean to mitigate the global climate change. Methane is the second important greenhouse gas (GHG) after carbon dioxide (CO₂) having a strong impact on the climate change. The increase of methane emissions in the atmosphere over the last decades has been caused by natural and anthropogenic sources. The agricultural sector is the main source of methane emissions in Germany, where storage and application of manure from the animal husbandry is responsible for methane emissions of approximately 5.8 Mio. t CO₂-equivalents. Currently, the biogas technology is the only economically and environmentally feasible technology for treatment of manure, which helps to reduce significantly methane emissions from manure management. Thus, the increased valorisation of manure in biogas plants is one of the most important measures for reduction of greenhouse gas emissions from the agricultural sector as adopted in the German Government's Climate Action Programme 2030.

On behalf of the Ministry of Food and Agriculture, the Agency of Renewable Resources (FNR) is providing funding for different measures contributing to the achievement of the climate protection goals according to the Climate Action Programme 2030:

- *Funding of research and development (R&D) projects aiming at energetic valorisation of manure in biogas plants and measures for reduction of GHG emissions along the manure management chain;*
- *Funding of pilot and demonstration (P&D) projects aiming at increase of the share of manure in biogas plants;*
- *Investments to support biogas plant operating companies implementing measures to reduce the GHG emissions and to increase the share of manure, digested in biogas plants.*

Funds are being provided by the Special Energy and Climate Fund (EKF).

1 Stand der Wirtschaftsdüngervergärung in Deutschland

In viehhaltenden Betrieben fallen in Deutschland jährlich ca. 150-190 Mio. Tonnen tierische Exkremente wie Gülle, Jauche, Mist oder Hühnertrockenkot [Majer et al. 2019] an und werden zum überwiegenden Teil im Sinne der Kreislaufwirtschaft zu Düngezwecken auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. Was sich einerseits positiv auf das Pflanzenwachstum und die Bodenfruchtbarkeit auswirkt, belastet andererseits die Umwelt. Während der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern werden klimarelevante Emissionen freigesetzt.

Es handelt sich dabei zu einem Großteil um Methanemissionen, welche 25-mal klimawirksamer sind als CO₂. Wirtschaftsdüngerlagerung und -ausbringung tragen jährlich mit rund 250.000 Tonnen zu insgesamt 1,9 Mio. Tonnen Methanemissionen in Deutschland bei [UBA 2022]. Diese Emissionen gilt es, im Sinne einer nachhaltigen, ressourcenschonenden und klimafreundlichen Landwirtschaft so weit wie möglich zu vermeiden.

Die Biogastechnologie ist aktuell die einzige etablierte Option, um diese Emissionen zu reduzieren und dabei zeitgleich erneuerbare Energien zu erzeugen. Biogas aus Wirtschaftsdüngern hat so einen doppelten Klimanutzen: Neben den Methan-Emissionen senkt es durch den Ersatz fossiler Energieträger auch CO₂-Emissionen. Allerdings werden erst ca. 30 % der anfallenden Wirtschaftsdüngermengen energetisch in Biogasanlagen genutzt [Scholwin et al. 2019]. Der größte Anteil liegt bei Rindergülle, gefolgt von Schweinegülle, Rinderfestmist, Geflügelmist und Hühnertrockenkot sowie Schweinefestmist (Abb. 1).

Durch die energetische Nutzung von aktuell ca. 60 Mio. Tonnen Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen konnten im Jahr 2020 etwa 4,8 TWh_{el} Strom erzeugt und Treibhausgas-Emissionen (THG) in Höhe von 7,1 Mio. Tonnen CO₂-Äq vermieden werden (Abb. 2).

Wirtschaftsdünger als Substrat in Biogasanlagen 2019

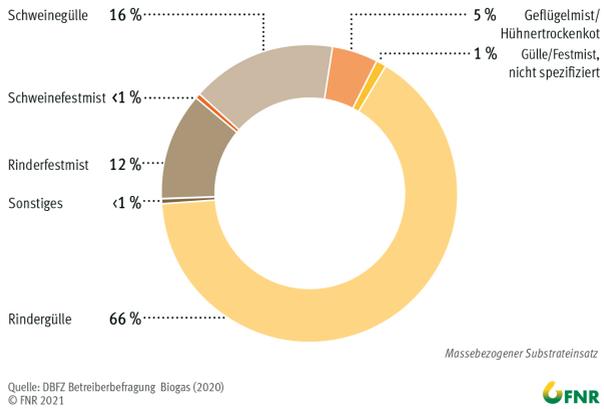


Abb. 1: Massebezogener Substrateinsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen

Die Vermeidung der THG-Emissionen ergibt sich zum einen aus den eingesparten Emissionen, die durch konventionelle Lagerung entstanden wären, und zum anderen aus der Substitution fossiler Energieträger durch das aus Wirtschaftsdüngern erzeugte Biogas.

Entwicklung der THG-Vermeidung und Stromerzeugung durch Güllevergärung

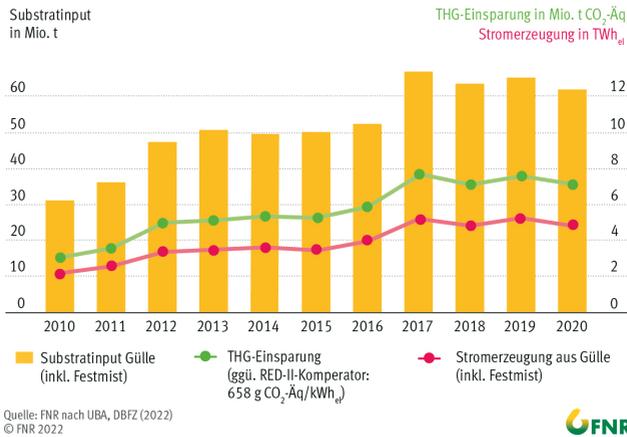


Abb. 2: THG Vermeidung und Stromerzeugung durch Güllevergärung

2 Potentiale der Wirtschaftsdüngervergärung

Auf dem UN-Klimagipfel in Glasgow haben sich 2021 über 100 Staaten einer Initiative zur Reduzierung klimaschädlicher Methanemissionen um mindestens 30 % gegenüber 2020 angeschlossen [Global Methane Pledge, 2021]. Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sieht den verstärkten Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen als eine wichtige Maßnahme im Sektor Landwirtschaft vor, um Methanemissionen aus der Tierhaltung zu mindern [Bundesregierung, 2019]. Experten gehen davon aus, dass sich die eingesetzten Wirtschaftsdüngermengen bis zum Jahr 2030 verdoppeln ließen. Daraus ergäbe sich ein jährliches THG-Einsparpotential von 11,7 Mio. Tonnen CO₂-Äq [Scholwin et al. 2019].

Obwohl Güllekleinanlagen im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) besonders gefördert werden, sinkt der jährliche Zubau seit dem Jahr 2017 kontinuierlich. Daher ist davon auszugehen, dass die leicht erschließbaren Güllemengen bereits in Biogasanlagen eingesetzt werden. Um die Güllemengen in Biogasanlagen deutlich zu steigern, müssen Hemmnisse der Güllevergärung abgebaut und neue Anreize für den Wirtschaftsdüngereinsatz in Biogasanlagen geschaffen werden.

3 Hemmnisse der Wirtschaftsdüngervergärung

Die größten Hemmnisse für den verstärkten Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen ergeben sich aus düngerechts-, genehmigungs- und vergütungsrechtlichen Vorgaben. Biogasanlagenbetreiber benennen hier u. a. Einschränkungen zur Ausbringung von Wirtschaftsdüngern in der Düngeverordnung oder die Ungleichbehandlung von Gülle und Gärresten in der Verordnung für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV). Des Weiteren werden Auflagen zur Verweilzeit bei Einsatz von Wirtschaftsdüngern im EEG, die teilweise nicht mit den Vorgaben aus der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) harmonisieren oder die unzureichenden Vergütungsregelungen für die Güllevergärung im Erneuerbaren Energien-Gesetz und für die Anschlussförderung laut Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) [Neumann 2019] genannt. Nicht zuletzt kommt eine große Unsicherheit aufgrund sich oft ändernder Rahmenbedingungen und zunehmender rechtlicher Regelungen hinzu.

Ein zusätzliches Hindernis stellt die geringe energetische Ausbeute der Wirtschaftsdünger z.B. gegenüber Anbaubiomasse dar. Möchte man z.B. Mais durch Wirtschaftsdünger ersetzen, vervielfacht sich die erforderliche Inputmenge. Die Biogasanlage benötigt mehr Lagerkapazität und mehr Wärme für die Fermenterheizung.

Das bisher erschlossene Wirtschaftsdüngerpotenzial ist v.a. an Standorten mit vergleichsweise größeren Güllemengen in Nutzung. Die verfügbaren Güllepotenziale kleinerer Tierbestände, insbesondere unter ungünstigen infrastrukturellen und regionalen Voraussetzungen, könnten durch neue Konzepte für

Bestandsanlagen und durch den Bau von Gemeinschaftsanlagen erschlossen werden. Dieses ist allerdings mit einem nicht unerheblichen Investitionsbedarf verbunden.

4 Maßnahmen der Bundesregierung zur Erhöhung der Wirtschaftsdüngermengen in Biogasanlagen

Nachhaltigkeitsaspekte der Biogaserzeugung sind bereits seit etlichen Jahren ein Schwerpunkt der Förderung des BMEL. Um den obengenannten Hemmnissen entgegenzuwirken und den Wirtschaftsdüngeranteil in Biogasanlagen zu steigern, fördert das BMEL seit 2021 über den Projektträger FNR mit Mitteln aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafonds verschiedene zielgerichtete Maßnahmen:

- **Forschungs- und Entwicklungsvorhaben** zur energetischen und emissionsmindernden Nutzung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen;
- **Modell- und Demonstrationsvorhaben** zur Erhöhung des Anteils von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen;
- **Investitionen** in emissionsmindernde Maßnahmen zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern.

4.1 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

Mit dem von der FNR koordinierten bundesweiten Förderaufruf „Energetische und emissionsmindernde Nutzung von Wirtschaftsdüngern“ initiiert das BMEL verschiedene innovative Forschungs- und Entwicklungsvorhaben. Ziele der Projekte sind die Weiterentwicklung der Verfahrens- und Anlagentechnik, die Erhebung von relevanten Emissionsdaten und der Einsatz von Additiven.

Einige Projekte fokussieren sich auf die Entwicklung von Anlagenkonzepten und Vergärungsverfahren, um kleine Güllemengen an dezentralen Standorten wirtschaftlich erschließen zu können. So wird beispielsweise in einem der Vorhaben eine robuste und effektive Fermenterkonstruktion zur Vergärung von Gülle in Kombination mit Stroh und Spelzen entwickelt. In einem anderen Projekt werden Konzepte und Maßnahmen speziell zur Erschließung des Biogaspotenzials von Schweinegülle erarbeitet.

Um den besonderen Herausforderungen bei der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern mit Blick auf die Stickstoffüberschüsse in der Landwirtschaft zu entgegen, legt eines der Vorhaben den Schwerpunkt auf die Entwicklung eines optimierten aeroben Verfahrens zur Gülleaufbereitung in Kombination mit einer anaeroben Güllevergärung.

In anderen Projekten stehen die Erhebung relevanter Emissionsdaten und die Ableitung von konkreten Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Mittelpunkt. Dazu werden z. B. Emissionsmessungen und Modellierungen von Emissionen aus offenen bzw. nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagern an Biogasanlagen durchgeführt. Eines der Projekte untersucht, wie Emissionen in Güllelagern ohne aufwendige bauliche Veränderungen und Investitionen z. B. durch die Zugabe von Kalkstickstoff deutlich reduziert werden können.

Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten sind unter <https://biogas.fnr.de/projekte/projekte-wirtschaftsduenger> abrufbar.

4.2 Modell- und Demonstrationsvorhaben

Mit dem Aufruf „Modell- und Demonstrationsvorhaben zur Erhöhung des Anteils von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen“ möchte das BMEL deutliche Impulse zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen setzen und bundesweit Leuchtturmprojekte zur Erhöhung des Anteils von Wirtschaftsdüngern als Substrat in Biogasanlagen initiieren. Ziel ist es, beispielhafte und innovative Konzepte mit Vorbildcharakter für eine klimafreundliche und effiziente Energiegewinnung aus Wirtschaftsdüngern zu entwickeln, die sich auf möglichst viele Standorte deutschlandweit übertragen lassen. Die Vorhaben sollen sich u. a. mit der Entwicklung von Konzepten und Verfahren zur Umstellung von Nawaro-Anlagen auf Wirtschaftsdüngervergärung, zur Mobilisierung und Lagerung von Wirtschaftsdüngern und zur gemeinsamen Wirtschaftsdüngervergärung befassen. Die Entwicklung von robusten, funktionssicheren und einfach zu betreibenden Kleinst-Biogasanlagen steht ebenfalls im Fokus dieser Fördermaßnahme.

Der Förderaufruf endete am 31.01.2022. Es sind zahlreiche Projektskizzen bei der FNR eingegangen, die sich derzeit in der Prüfung befinden. Darüber hinaus wurde ein erstes Verbundvorhaben zu einem Demonstrationsprojekt beantragt.

4.3 Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern

Am 1. Februar 2022 hat das BMEL die „Richtlinie zur Förderung von Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern“ veröffentlicht. Mit der Förderung unterstützt die Bundesregierung Betreiber von Neu- und Bestandsbiogasanlagen, um den Anteil der Wirtschaftsdüngermengen in den Anlagen im Sinne des Klimaschutzes deutlich zu erhöhen.

Die Förderung sieht Investitionen in langlebige Wirtschaftsgüter vor. Dazu gehören Maschinen, Geräte, Anlagen und bauliche Einrichtungen, mit denen durch die zusätzliche Nutzung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen umwelt- und klimaschädliche Emissionen reduziert werden. Die energetische Nutzung dieser Substrate soll gleichzeitig einen Beitrag zur Erhöhung der Produktion erneuerbarer Energien leisten. Förderfähig sind z.B. die Abdeckungen von Gärrestlagern,

die Umrüstung von Bestandsanlagen, spezifische Anlagenteile für Biogas-Neuanlagen oder investitionsbegleitende Maßnahmen. Bedingung für die nicht rückzahlbare Zuwendung ist eine unabhängige sachkundige Begleitung, die ebenfalls förderfähig ist.

Die Fördersumme begrenzt sich auf 200.000 Euro pro Unternehmen und Investitionsvorhaben und hängt von der Unternehmensgröße ab: Klein- und Kleinstunternehmen können bis zu 40 %, mittlere Unternehmen bis zu 25 % und Großunternehmen bis zu 10 % der förderfähigen Investitionssumme erhalten. Wird der Wirtschaftsdüngeranteil nach den Vorgaben der Richtlinie erheblich gesteigert, kann die Förderung um weitere 10 Prozentpunkte erhöht werden. Unabhängig von der Unternehmensgröße beträgt die Förderhöhe für die gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern 40 % der Investitionssumme.

Investitionen für bauliche Maßnahmen können bis zum 31.12.2023 und alle anderen Maßnahmen bis zum 30.06.2024 bei der FNR beantragt werden. Ausführliche Informationen zur Antragstellung finden Sie auf wirtschaftsduenger.fnr.de.

5 Ausblick

Die Vergärung und energetische Nutzung von Wirtschaftsdüngern eröffnet noch große zusätzliche Potentiale, klimaschädliche Emissionen aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung zu reduzieren. Über den Energie- und Klimafonds der Bundesregierung stellt das BMEL erhebliche Fördermittel für Maßnahmen bereit, die von Forschung und Entwicklung bis zur praktischen Umsetzung reichen. Das wirtschaftliche und politische Umfeld ist allerdings komplex. Das betrifft die Preisentwicklung bei landwirtschaftlichen Vorleistungen und Agrarprodukten, die weitere Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien, aber auch die Zukunft der landwirtschaftlichen Tierhaltung. Nur bei einem positiven Zusammenwirken dieser Faktoren werden sich die Klimaschutzpotentiale heben lassen.

Literatur/Quellen

- Bundesregierung (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>. (Stand: 19.04.2022).
- Global Methane Pledge (2021). Global Methane Pledge. <https://www.globalmethanepledge.org/> (Stand: 19.04.2022).
- Majer, S., Kornatz, P., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Brosowski, A, Oehmichen, K. und J. Liebetrau (2019): Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung aus Gülle. FKZ 37EV 17 104 0, Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau.

- Neumann, H. (2019): Güllevergärung: Politik muss an vielen Schrauben drehen. Top agrar online. <https://www.topagrar.com/energie/news/guellevergaerung-politik-muss-an-vielen-schrauben-drehen-11924362.html> (Stand 21.04.2022)
- Scholwin F., Grope J., Clinkscales A., Daniel-Gromke J., Rensberg N., Denysenko V., Stinner W., Richter F., Raussen T., Kern M., Turk T. und G. Reinhold (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. UBA-Texte 41/2019. Dessau Roßlau.
- UBA 2022: Emissionen von Treibhausgasen aus der Landwirtschaft (Stand 01/2022) <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#klimagase-aus-der-viehhaltung> (Stand 20.04.2022).

Kontakt

Dr. Boris Vashev, Referent Projektmanagement Wirtschaftsdünger

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

☎ +49 (0)3843.6930-162 | ✉ b.vashev@fnr.de
🌐 www.fnr.de

Neue Anforderungen aus dem Immissionsschutzrecht für Biogasanlagen

Zusammenfassung: *In den letzten Jahren gab es eine Vielzahl an immissionsschutzrechtlichen Neuerungen in Deutschland. Besonders hervorzuheben sind hierbei vor allem die am 20. Juni 2019 national umgesetzte MCP-Richtlinie (Medium Combustion Plant Directive) durch die 44. BImSchV (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen) sowie die am 1. Dezember 2021 offiziell verabschiedete neue TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft).*

Aus diesen gesetzlichen Neuerungen resultieren eine Vielzahl an Herausforderungen vor allem für die Betreiber von Biogasanlagen. So gibt es neue Anforderungen zur Einhaltung von Immissionswerten, allgemeine Anforderungen zur Emissionsbegrenzung sowie neue Vorgaben für die Messung und Überwachung von Emissionen sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen.

Das vorliegende Paper wird sich mit eben diesen Änderungen und ihren Auswirkungen auf die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen für Biogasanlagen beschäftigen. Damit soll es Antworten auf die dringenden Fragen in der Praxis wie beispielsweise „Was ändert sich für die Betreiber?“, „Wie kann man die strengeren Grenzwerte einhalten?“ oder auch „Was sind die nächsten Schritte?“ geben.

Abstract: *In recent years, there have been a large number of innovations in immission control regulations in Germany. Particularly noteworthy are the Medium Combustion Plant Directive implemented nationally on June 20, 2019 within the 44th BImSchV (Ordinance on medium-sized combustion, gas turbine and combustion engine systems) and the new TA Luft, which has been officially adopted on December 1, 2021.*

These legal innovations result in a multitude of challenges, especially for the operators of biogas plants. There are new requirements for compliance with immission values, general requirements for limiting emissions and new specifications for measuring and monitoring emissions for both new and existing plants.

This paper will deal with these changes and their effects on the immission control requirements for biogas plants. It should therefore provide answers to urgent questions in practice, such as "What will change for operators?", "How can the stricter limit values be complied with?" or "What are the next steps?".

1 Einleitung

In den letzten Jahren gab es eine Vielzahl an immissionsschutzrechtlichen Neuerungen in Deutschland. Besonders hervorzuheben sind hierbei vor allem die am 20. Juni 2019 national umgesetzte MCP-Richtlinie (Medium Combustion

Plant Directive) durch die 44. Bundes-Immissionsschutzverordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen sowie die am 1. Dezember 2021 offiziell verabschiedete neue Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft.

Aus diesen gesetzlichen Neuerungen resultieren eine Vielzahl an Herausforderungen vor allem für die Betreiber von Biogasanlagen. So gibt es neue Anforderungen zur Einhaltung von Immissionswerten, allgemeine Anforderungen zur Emissionsbegrenzung sowie neue Vorgaben für die Messung und Überwachung von Emissionen sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen.

2 Die neue TA Luft 2021

Am 1. Dezember 2021 ist die neue, überarbeitete Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (kurz TA Luft) in Kraft getreten. Die Überarbeitung stellt viele Unternehmen in Deutschland vor die Herausforderung ihre neu geplanten und auch teilweise bestehenden Anlagen an strengere Anforderungen anzupassen.

2.1 Anwendungsbereich der TA Luft

Die TA Luft ist die erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (kurz BImSchG) der deutschen Bundesregierung. Sie trat erstmals 1964 auf Grundlage der Gewerbeverordnung in Kraft und wurde seitdem mehrmals fortgeschrieben. Als Verwaltungsvorschrift gibt sie vor, wie Genehmigungs- und Überwachungsbehörden die Vorgaben des BImSchG umsetzen müssen und enthält dafür u.a. Vorgaben für die Ermittlung und Berechnung von Luftschadstoffen, allgemeine und anlagenspezifische Emissions- und Immissionsanforderungen sowie bauliche und betriebliche Anforderungen nach dem aktuellen Stand der Technik.

Die TA Luft ist relevant für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage, die aufgrund ihrer Beschaffenheit potenziell luftverunreinigende Schadstoffe ausstoßen kann. Ihr Anwendungsbereich erstreckt sich aktuell auf rund 50.000 Anlagen in Deutschland. Da die TA Luft als Verwaltungsvorschrift aber keine unmittelbare Wirkung auf den Anlagenbetrieb hat, sind diese Bestandsanlagen vorerst nicht von der Überarbeitung der TA Luft betroffen. Vorerst bleiben die Grenzwerte der Altgenehmigung also bestehen. Dies ändert sich allerdings, sobald eine wesentliche Änderung der Lage, Beschaffenheit oder des Betriebs der Bestandsanlage bei der Behörde angezeigt wird. Dann prüft die Behörde, ob die Bestandsanlage den neuen Anforderungen der TA Luft entspricht. Ferner ist es möglich, dass die zuständigen Behörden auch ohne ein angezeigtes Änderungsverfahren durch nachträgliche Anordnungen die Anpassung an den aktuellen Stand der Technik verlangen. In diesem Fall gilt eine allgemeine Sanierungsfrist. Alle Anlagen, die bisher dem Stand der Technik entsprachen, sollen die neuen Anforderungen bis spätestens 1. Dezember 2026 einhalten.

2.2 Relevante Änderungen der neuen TA Luft

Mit der Überarbeitung der TA Luft ergeben sich eine Vielzahl an neuen baulichen und betrieblichen Anforderungen an den Anlagenbetrieb. Ein wesentlicher Punkt ist hierbei die Erweiterung des Anwendungsbereichs, sodass nun auch Biogasanlagen erstmals als eigenständiger Regelungsbestand in das Immissionsschutzrecht aufgenommen wurden. Ferner gibt es ebenfalls neue, strengere Regeln, für Anlagen, die oftmals im direkten Zusammenhang mit Biogasanlagen stehen, wie beispielsweise Tierhaltungsanlagen, oder Anlagen zur Lagerung und Aufbereitung von Gülle und Gärresten. Im Rahmen dieses Papers werden im Folgenden ausgewählte Änderungen, welche sich auf den Betrieb von Biogasanlagen und mit diesen zusammenhängende Anlagen erstrecken, vorgestellt.

Allgemeine Emissions- und Immissionsanforderungen: Im Rahmen der Anpassung an den fortgeschrittenen Stand der Technik verschärfen sich die Bagatellmassenströme von u.a. Stickstoffoxid und Schwefeloxid, sowie die Grenzwerte für Schadstoffdeposition und diverse Luftschadstoffe, wie beispielsweise Gesamtstaub. Zusätzlich wurden einige neue Grenzwerte für beispielsweise Feinstaub oder bestimmte karzinogene Stoffe, neu aufgenommen, sowie bereits vorhandene Stoffe, wie Formaldehyd, in ihrer Gefährdung neu eingestuft.

Integration der Geruchsimmisionsrichtlinie: Als neuer Anhang 7 wurde erstmals die Geruchsimmisionsrichtlinie (GIRL) in die Neufassung der TA Luft integriert. Sie enthält konkrete Vorgaben für die Feststellung und Beurteilung von Geruchsimmisionen. Erstmals muss die zu erwartende Geruchszusatzbelastung eines Neubauvorhabens ermittelt werden, um umliegende Wohnbebauungen zu schützen. Eine Neuerung, die sich daraus für die Betreiber von Biogasanlagen ergibt, ist die Abstandsregelung. So müssen Biogasanlagen auf Basis ihrer ermittelten Geruchsimmisionen zukünftig einen Mindestabstand von mindestens 100 Metern bis zur nächsten vorhandenen oder festgesetzten Wohnbebauung einhalten.

Spezielle Regelungen für Biogasanlagen: Neben der bereits genannten allgemeinen Regelungen gibt es auch konkrete Vorgaben speziell für Biogasanlagen bzw. Anlagen zur Erzeugung von Biogas. Dabei handelt es sich vornehmlich um Maßnahmen zur Minderung von Geruchs-, Ammoniak- und Methanemissionen. Folgende bauliche und betriebliche Maßnahmen sind hierbei anzuwenden:

- Abdeckung von Behältern und Becken zur Substratannahme oder ähnliche Maßnahmen zur Emissionsminderung (z.B. Vakuumverdampfung oder Stripung) sowie Unterspiegelbefüllung
- Abdeckung von Silagen (mit Ausnahme der Anschnittflächen) sowie Schächte und Behälter zur Sammlung von Silagesickersäften mit Membranen, Folien, Planen

- Forderung von Doppelmembranspeicherdächern mit Zwischenraumüberwachung für Gärbehälter und Gasspeicher
- Kontinuierliche Füllstandüberwachung von Gasspeichersystemen
- Mindestverweilzeit der Substrate von 150 Tagen (Ausnahme bei ausschließlichem Gülleeinsatz) oder Nachweis eines Restgaspotenzials $\leq 3,7 \%$

Ferner gibt es spezielle Anforderungen an Anlagen zur Aufbereitung von Gärresten. So sollen mögliche Abgase aus der Gärresttrocknung erfasst und mit einem sauren Wäscher nachbehandelt werden. Außerdem soll die Separierung oder Pelletierung von Gärresten ebenfalls mit einer Abgaserfassung inklusive Biofilter ausgestattet werden.

Für Neuanlagen sind die oben genannten baulichen und betrieblichen Maßnahmen verpflichtend; bestehende Anlagen müssen bis Dezember 2029 nachgerüstet werden, sofern dies technisch möglich und verhältnismäßig ist.

Besondere Vorschriften für Tierhaltungsanlagen: Mit den beiden neuen Anhängen 11 und 12 werden erstmals konkrete Anforderungen an Tierhaltungsanlagen definiert. Betreiber von größeren Tierhaltungsanlagen (so genannte G-Anlagen entsprechend der Anzahl der Tierplätze) sind verpflichtet, die Ammoniak-, Stickstoff- und Staubemissionen aus der Abluft mittels geeigneter Abluftreinigungsanlagen um jeweils 70 % zu reduzieren. Für Neuanlagen ist die Abluftreinigung verpflichtend; bestehende Anlagen müssen bis Dezember 2026 nachgerüstet werden, sofern dies technisch möglich und verhältnismäßig ist. Mit dem neuen Anhang 9 wird ferner die Prüfung möglicher Stickstoffdepositionen in der Umgebung der Anlagen gefordert, was insbesondere bei der Genehmigung von Anlagen, die sich in der Nähe sensibler Biotope befinden, ein Problem darstellen kann. Durch die Integration der GIRL werden zusätzlich für neue Anlagen ab einer bestimmten Zahl an Tieren Abluftreinigungen mit Zwangslüftungen vorgeschrieben.

3 Die 44. BImSchV

Am 20. Juni 2019 ist die 44. Bundes-Immissionsschutzverordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (44. BImSchV) in Kraft getreten. Als nationale Umsetzung der MCP-Richtlinie (Medium Combustion Plant Directive) der Europäischen Union gibt sie Maßnahmen zur Reduktion von anthropogenen Umweltauswirkungen unter anderem durch strengere Emissionsgrenzwerte für verschiedene luftgetragene Schadstoffe, verkürzte Messintervalle sowie neue Betreiberpflichten vor.

3.1 Anwendungsbereich der 44. BImSchV

Der Anwendungsbereich der 44. BImSchV erstreckt sich über genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 bis 50 Megawatt. Anlagen im Leistungsbereich

zwischen 1 und 20 MW, die bisher in der 1. BImSchV geregelt waren, fallen nun ebenfalls in den Zuständigkeitsbereich der 44. BImSchV. Entsprechend ist sie auch relevant für Betreiber von vielen Biogasanlagen, sofern diese mit einem nachgeschalteten Biogasmotor versehen sind.

Hierbei unterscheidet die 44. BImSchV zwischen Neu- und Bestandsanlagen. Bestandsanlagen sind diejenigen Anlagen, die vor dem 20.12.2018 in Betrieb gegangen sind, während Neuanlagen alle seitdem in Betrieb gegangenen Anlagen umfassen. Für beide Anlagentypen gibt es unterschiedliche bauliche und betriebliche Anforderungen, sowie zeitliche Vorgaben bis wann diese neuen Anforderungen umgesetzt werden müssen.

Im Gegensatz zur TA Luft sind die Regelung der 44. BImSchV für den Betreiber einer Anlage unmittelbar gültig. Eine Änderungsgenehmigung ist nicht nötig; immissionsschutzrechtliche Auflagen der bestehenden Genehmigung werden durch die Anforderungen der 44. BImSchV ersetzt. Sie haben entsprechend eine unmittelbare Wirkung auf den Anlagenbetrieb und müssen somit unter Einbeziehung der Übergangsregelungen für die entsprechenden Anlagen fristgerecht angewendet werden – egal ob Neu- oder Bestandsanlage.

3.2 Neue Grenzwerte für Neu- und Bestandsanlagen

Die 44. BImSchV enthält eine Vielzahl an anlagenspezifischen Anforderungen. Vor allem im Bereich der Blockheizkraftwerke fanden mit Einführung der Verordnung einige Änderungen statt. Biogasanlagen sind meist mit Magergasmotoren ausgestattet, weswegen im Folgenden vor allem die neuen Anforderungen an diese dargestellt werden. Eine Übersicht, welche Grenzwerte bislang gelten und welche sich zum jeweiligen Zeitpunkt ändern, gibt Abb. 1.

Grenzwerte für Neuanlagen								
Kohlenmonoxid		Stickoxide		Ammoniak ¹	Schwefeloxide		Formaldehyd	Gesamt-C
aktuell		bis 31.12.22	ab 01.01.23	aktuell	aktuell		aktuell	ab 01.01.25
0,50 g/m ³		0,50 g/m ³	0,10 g/m ³	30 mg/m ³	0,09 g/m ³		20 mg/m ³	1,3 g/m ³
Grenzwerte für bestehende Anlagen								
bis 31.12.24	ab 01.01.25	bis 31.12.24	ab 01.01.25	aktuell	bis 31.12.24	ab 01.01.25	aktuell	ab 01.01.29
1,0 g/m ³	0,50 g/m ³	0,50 g/m ³	0,10 g/m ³	30 mg/m ³	0,31 g/m ³	0,09 g/m ³	30 mg/m ³	1,3 g/m ³
¹ Nur bei Einsatz eines SCR- oder SNCR-Katalysators								

Abb. 1: Grenzwerte für Gasmotoren bei Einsatz von Biogas

Aus aktuellem Anlass besonders hervorzuheben ist hierbei der Grenzwert für Stickoxide. Für diesen galt bislang eine maximale Massenkonzentration von $0,50 \text{ g/m}^3$ für sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen gemäß alter TA Luft von 2002. Ab dem 01.01.2023 wird der Grenzwert für Neuanlagen allerdings auf $0,10 \text{ g/m}^3$ verschärft. Die Bestandsanlagen haben eine längere Übergangsfrist, folgen dann aber am 01. Januar 2025 (vgl. § 16 (7) Nr. 3 und § 39 (1) Nr. 2). Zur Einhaltung dieses strengen Grenzwertes wird es zukünftig notwendig werden, sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen mit einem SCR-Katalysator auszustatten bzw. nachzurüsten. Sobald ein SCR-Katalysator genutzt wird, muss zusätzlich eine jährliche Ammoniak-Messung erfolgen. Dabei darf der Grenzwert von 30 mg/m^3 nicht überschritten werden (vgl. § 9).

Auch für Kohlenmonoxid und Schwefeloxide gibt es in den kommenden Jahren stufenweise Verschärfungen der Grenzwerte, die es zu beachten gilt. So verschärft sich ab dem 01. Januar 2025 der Grenzwert für Kohlenmonoxid für Bestandsanlagen von ehemals $1,0 \text{ g/m}^3$ gemäß alter TA Luft auf $0,50 \text{ g/m}^3$ (vgl. § 16 (6) Nr. 2 und § 39 (1) Nr. 2) sowie der Grenzwert für Schwefeloxide für Bestandsanlagen von ehemals $0,31 \text{ g/m}^3$ gemäß alter TA Luft auf $0,09 \text{ g/m}^3$ (vgl. § 16 (9) Satz 1 und 2, § 13 (f) Nr. 3 und § 39 (1) Nr. 2).

Die Folgen der strengeren Grenzwerte stellen vor allem die Betreiber von Bestandsanlagen vor die Herausforderung ihre Anlagen fristgerecht umrüsten zu lassen. Mögliche technische Anpassungen sind wie oben bereits erwähnt der Einbau von SCR-Katalysatoren zur Reduktion von Stickoxiden. Ferner kann die Nutzung von Oxidations- oder 3-Wege-Katalysatoren oder alternativ eine thermische Nachverbrennung zur Reduktion von Formaldehyd und Gesamt-C genutzt werden. Beides ist bereits jetzt gängige Praxis. Zur Reduktion von Schwefeloxiden empfiehlt sich die Nutzung einer ausreichend dimensionierten Gasaufbereitungsanlage. Um den Anlagenverschleiß zu mindern, sollte das Biogas mindestens vor der Verbrennung grobentschwefelt, meist jedoch auch über Aktivkohlefilter feinent Schwefelt werden, so dass das Gas nahezu schwefelfrei genutzt wird. Die $0,31 \text{ g/m}^3$ werden somit sicher, die $0,09 \text{ g/m}^3$ überwiegend eingehalten. Die meisten Grenzwerte sind daher eine Frage guter Betriebsführung (rechtzeitiger Austausch der Katalysatoren und des Aktivkohlefilters).

3.3 Anpassung der Messpflichten

Neben den strengeren Grenzwerten gibt es auch eine Anpassung der Messpflichten zu beachten. Grundsätzlich gilt, dass eine Messung nur erfolgen muss, wenn ein Emissionsgrenzwert besteht. Das heißt, dass alle Anlagen, die von der 44. BImSchV erfasst sind (und für die entsprechend Grenzwerte existieren), unter diese Messpflicht fallen. In der Regel werden zukünftig jährliche Messungen erforderlich werden. Ausnahmen bestehen in Einzelfällen für Anlagen mit geringen Betriebsstunden ($< 300 \text{ h}$), mit einer TNV sowie für die Messung von Schwefeloxiden.

Die Messintervalle für bestehende Anlagen ist in der Auslegung der Verordnung strittig. Im Februar 2022 hat die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) einen Auslegungsfragenkatalog zur 44. BImSchV veröffentlicht, der unter anderem diese Frage beantworten soll. Laut LAI, gelten die Messpflichten laut 44. BImSchV auch für bestehende Anlagen ab sofort, wenn es schon festgelegte Emissionsgrenzwerte beispielsweise aus bestehenden Genehmigungen gibt (LAI, 2022). Für die meisten bestehenden Motoren wurde aber bereits infolge der landesspezifischen LAI-Vollzugsempfehlung vom 09.12.2015 beruhenden Formaldehyderlässe eine jährliche Messung nachträglich durch die Überwachungsbehörde angeordnet (LAI, 2015).

Eine Übersicht, welche Messintervalle für welche Verbrennungsmotoren gelten, gibt Abb. 2.

Messungen an Verbrennungsmotorenanlagen					
Kohlenmonoxid	Stickoxide	Ammoniak	Schwefeloxide	Formaldehyd	Gesamt-C
jährlich ¹	jährlich ²	zusammen mit NO _x	alle 3 Jahre	jährlich	jährlich
¹ Beim Einsatz einer Thermischen Nachverbrennung nur alle 3 Jahre ² Nur für Anlagen mindestens 300 Betriebsstunden im Jahr, ansonsten alle 3 Jahre					

Abb. 2: Vorgeschriebene Messintervalle für verschiedene Biogasmotoren

Aus aktuellem Anlass besonders hervorzuheben ist hierbei die Pflicht kontinuierliche Messungen für Stickoxide durchzuführen. Betreiber von sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen haben nun kontinuierliche Nachweise über die dauerhafte Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für Stickoxide sowie über den kontinuierlichen effektiven Betrieb einer Abgasreinigungseinrichtung zu führen (vgl. § 24 (7)). Zur Vermeidung von dauerhaften Schädigungen des Oxidationskatalysators sind ferner beispielsweise maximal zulässige Temperaturen einzuhalten oder das Gas, wie vorab angeführt, zu entschwefeln (LAI, 2020). Diese Regelungen galten zwar ursprünglich nur für EEG-Anlagen, wurden in den meisten Bundesländern aber bereits auf alle Verbrennungsmotoren ausgedehnt.

4 Nächste Schritte

Auch wenn wie eingangs bereits erwähnt Altanlagen speziell von den Neuerungen durch die TA Luft vorerst nicht betroffen sind, ist es ratsam, dass sich die Betreiber von Biogasanlagen rechtzeitig über die für sie relevanten Änderungen informieren. Es ist daher empfehlenswert sich mit den beiden neuen Vorschriften und den geltenden Übergangsfristen vertraut zu machen und diese mit den eigenen Genehmigungsunterlagen zu vergleichen. Falls sich herausstellt, dass die Bestandsanlagen die neuen Anforderungen (noch) nicht erfüllen, ist es sinnvoll, dass sich die Betreiber mit möglichen technischen Nachrüstungen wie

beispielsweise der Einbau von neuen Filtern oder einem Doppelmembranspeicherdach, die Einführung eines kontinuierlichen NO_x -Monitoring oder die Erweiterung des vorhandenen Katalysators beschäftigen. Bei Fragen kann der Kontakt zur zuständigen Behörde oder dem Messinstitut helfen. Schließlich besteht in manchen Fällen die Möglichkeit, mit der Behörde Übergangsregelungen zu vereinbaren, wenn der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit nicht zutrifft.

Literatur/Quellen

- Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI): Auslegungsfragenkatalog zur 44. BImSchV (Stand: Februar 2022)
- Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI): Vollzugsempfehlung Formaldehyd (Stand 09.12.2015)
- Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI): Vollzugshinweise – Erläuterungen und Konkretisierungen zur Neufassung des LAI-Beschlusses zur Zahlung des Formaldehydbonus (Stand: 11.09.2020)
- Neufassung der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 18. August 2021
- Verordnung über mittelgroße Feuerungs- Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 804), die durch Artikel 3 Absatz 1 der Verordnung vom 6. Juli 2021 (BGBl. I S. 2514) geändert worden ist

Kontakt

M.Sc. Isabell Eickhoff, Projektleitung Genehmigungsverfahren und Nachhaltigkeit

TÜV NORD Umweltschutz GmbH & Co. KG
Trelleborger Straße 15, 18107 Rostock

☎ +49 (0)381.7703-442 | ✉ ieickhoff@tuev-nord.de
🌐 <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/umwelt/>

Andreas Herrmann, Lutz Schiffer, Stefan Thiel, Michael Wolowski,
Martin Gräbner

Biogas im Kontext der Sektorkopplung

Zusammenfassung: Die Bedeutung von Biogas als Ausgangsstoff für die Stromerzeugung ist rückläufig. Alternativ zur Stromgewinnung ist Biogas vor allem für den klimaneutralen Umbau des Gasmarktes von großem Interesse. Kräftige Impulse ergeben sich durch die Energiepreissteigerungen und die Unsicherheiten bzgl. der Erdgasbereitstellung aufgrund des Ukraine Konfliktes.

Zukunftsfähig ist insbesondere die kurzfristige Markteinführung der katalytischen Biomethanherzeugung mit Wasserstoff. Dadurch lässt sich die erzeugte Biomethanmenge nahezu verdoppeln. Biomethan stellt eine klimaneutrale Alternative zu Erdgas mit gleichem Einsatzspektrum dar. Weiterhin kann aus Biogas Synthesegas erzeugt werden, welches Ausgangsstoff für die Basischemikalien Wasserstoff, Methanol und Biowachs ist.

Für den Nutzungswechsel werden zuverlässige und stabile politische Rahmenbedingungen, eine entsprechende Neuausrichtung der F&E-Aktivitäten sowie entsprechende Investitionen in die benötigten Technologien benötigt. Dies sind aus Sicht der Autoren insbesondere altbekannte und bewährte Methanisierungs- und Synthesegas-Technologien, welche für den „neuen“ Eingangsstoff Biogas angepasst werden müssen.

1 Hintergrund

Mit den sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 ergebenden stark veränderten Marktbedingungen, dem schrittweisen Auslaufen der Förderung für Altanlagen sowie den neuen Ausschreibungsmodalitäten steht die Biogasbranche vor großen Herausforderungen. Besonders betroffen ist die biogasbasierte Stromgewinnung, die im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien mit den höchsten Stromgestehungskosten und primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren sowie geringem CO₂-Vermeidungspotenzial verbunden ist [1].

Biogas verfügt aufgrund seiner besonderen Eigenschaften über ein deutlich größeres Anwendungspotenzial, welches bei der gegenwärtigen Hauptnutzungsform, der Stromgewinnung, nicht genutzt wird. Biomasse – und damit auch Biogas – ist unter den erneuerbaren Energien der einzige kohlenstoffbasierte Endenergieträger und damit die einzige erneuerbare Kohlenstoffquelle.

Daraus ergeben sich neue Möglichkeiten der Sektorkopplung. Bisher liegt der Schwerpunkt zwischen den Sektoren Landwirtschaft und der Energiewirtschaft. Eine schrittweise Abkehr von der direkten Vor-Ort-Verstromung hin zur Erweiterung der Biomethanproduktion bietet die Chance zur teilweisen Substitution fossilen Erdgases. Biomethan stellt eine klimaneutrale Alternative mit gleichem

Einsatzspektrum dar. Mit dem bestehenden Erdgasnetz ist die notwendige Infrastruktur für die Speicherung und Verteilung des Biomethans bereits vorhanden. Die Verfügbarkeit von Biomethan ist insbesondere für die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie von zunehmender Bedeutung.

Neben der energetischen Nutzung bietet Roh-Biogas zudem vielfältige stoffliche Nutzungsoptionen, wie die Umwandlung in Synthesegas und in einem zweiten Schritt in Wasserstoff, Methanol als wichtigste Basischemikalie und Biowachs. Damit ist auch eine engere Kopplung mit dem Chemiesektor möglich. Aus Biogas lassen sich die Plattformchemikalien der Zukunft herstellen.

Waren es in den letzten Jahren vor allem wirtschaftliche und ökologische Aspekte Gegenstand der Diskussionen um die Zukunft der Biogasbranche, stehen aktuell durch den Ukraine Konflikt nunmehr verstärkt die Sicherung der Versorgungsfähigkeit und Möglichkeiten zur Substitution russischen Erdgases im Fokus. Vor dem Hintergrund der rasanten Preissteigerungen und zu erwartenden Lieferengpässen bei Erdgas kommt der Nutzung einheimischer Ressourcen besondere Bedeutung zu.

Die Auswirkungen der sich in den letzten Jahren stark veränderten Marktbedingungen zeigen sich deutlich in der Entwicklung des Anlagenbestands. War durch die hohen Fördersätze des EEG von 2007 bis 2014 ein deutlicher Zubau von Biogasanlagen zu verzeichnen, hat sich dieser mit der Novellierung des EEG 2014 jedoch stark verlangsamt. Auf dem Höhepunkt im Jahr 2011 wurden 1.526 neue Anlagen installiert, 2020 waren es 97 Anlagen und 2021 nur noch 60 Anlagen. Ende 2021 waren insgesamt 9.692 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 5.787 MW in Betrieb [2].

2 Aktuelle Einsatzmöglichkeiten von Biogas

2.1 Nutzung von Biogas für die Stromerzeugung

Im Bereich der Stromerzeugung leistet Biogas innerhalb der Biomasseenergien mit rd. 67 % den größten Beitrag [1]. Die Bruttostromerzeugung durch Biogas lag 2021 bei 28.453 GWh und damit rd. 400 GWh unter dem Vorjahreswert [3]. Bezogen auf die gesamte Bruttostromgewinnung [4] hatte Biogas im Jahr 2021 einen Anteil von 4,9 %. Die Stromgestehungskosten auf der Basis von Biogas liegen deutlich über den anderen Mitbewerbern aus dem Bereich erneuerbarer Energien (Tab. 1). Im Kontext der Merit Order bedeutet dies für die Einsatzreihenfolge der Stromerzeuger, dass Biogas aufgrund der hohen Kosten nur als letzte Option relevant sein kann.

Tab. 1: Stromgestehungs- und spezifische Anlagenkosten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2021 nach ISE 2021 [5]

Anlagentyp	Stromgestehungskosten in €/kWh	spezifische Anlagenkosten in €/kW
Photovoltaik	0,03 - 0,11	530 -1.600
Windkraft onshore	0,04 - 0,08	1.400 - 2.000
Windkraft offshore	0,07 - 0,12	3.000 - 4.000
Biogas	0,08 - 0,17	2.000 - 4.000

Mit der Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem soll zukünftig Strom zur wichtigsten Energieform werden. Prognosen gehen davon aus, dass sich der Stromverbrauch durch die zunehmende Elektrifizierung aller Bereiche einschließlich der steigenden Produktion von Elektrolysewasserstoff bis 2050 nahezu verdoppeln wird [6], [7]. Vor dem Hintergrund fehlender Wirtschaftlichkeit und begrenztem Ausbaupotenzial ist davon auszugehen, dass für den zukünftig stark steigenden Strombedarf Biogas zur Stromgewinnung an Bedeutung verliert. Ausgehend vom Stand 2018 wird beispielsweise in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ für 2050 eine Reduzierung des Bioenergieanteils bei der Nettostromerzeugung um rd. 90 % angenommen [7].

2.2 Herstellung und Nutzung von Biomethan

Stand der Technik für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist derzeit die ausschließliche Nutzung des Methananteils. Verfahren wie die Druckwasserwäsche (33 %), Aminwäsche (28 %) und Druckwechseladsorption (20 %) scheiden das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid mit Hilfe physikalisch-chemischer Trennprozesse ab. So entstehen jährlich etwa vier Mega-Tonnen CO₂, was rd. 0,5 % der bundesweiten jährlichen CO₂-Emissionen entspricht. Diese negative Bilanz kann durch eine Nutzung der zweiten Hauptkomponente des Biogases, des CO₂, deutlich verbessert werden.

Mitte 2021 waren 232 Anlagen mit einer Aufbereitungskapazität von ca. 150.000 m³/h i.N. in Betrieb [8].

Die Bruttostromerzeugung aus Biomethan lag 2021 bei 2.890 GWh und damit relativ unverändert gegenüber dem Durchschnitt von 2.757 GWh der letzten fünf Jahre. Der Anteil am Bruttostromverbrauch liegt relativ unverändert bei 0,5 %. Im Wärmebereich liegt der Endenergieverbrauch bei 4.056 GWh und damit leicht über dem Durchschnittswert 3.622 GWh. Der Anteil am Endenergieverbrauch Wärme liegt konstant bei 0,3 %. Mit dem Wirken des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und des Gebäudeenergiegesetzes dürfte sich der Anteil zukünftig jedoch erhöhen. Im Verkehrsbereich ist dagegen eine stark steigende Tendenz zu beobachten. 2021 lag der Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich

bei 965 GWh. In den vergangenen fünf Jahren hat sich der Anteil damit mehr als verdoppelt (Tab 1).

Tab. 2: Biomethan - Bruttostromerzeugung und Endenergieverbrauch in den Bereichen Wärme/Verkehr [9], [10], [11], [12]

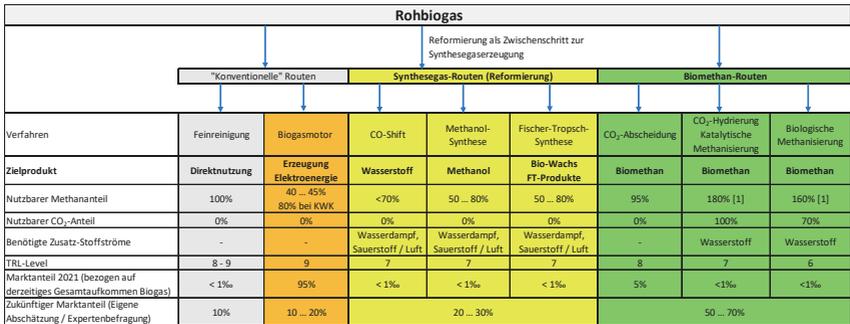
	2017	2018	2019	2020	2021
Bruttostromerzeugung in GWh	2.757	2.602	2.620	2.914	2.890
Anteil am Bruttostromverbrauch in %	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Endenergieverbrauch Wärme in GWh	3.527	3.191	3.314	4.023	4.056
Anteil am Endenergieverbrauch Wärme in %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Endenergieverbrauch Verkehr in GWh	445	389	660	884	965
Anteil am Endenergieverbrauch Verkehr in %	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

Bezogen auf den Erdgasverbrauch hat Biomethan einen Anteil von etwa einem Prozent. Biogas-Einspeiseanlagen weisen eine Spannweite bzgl. der Einspeisekapazität zwischen 50 bis 5.500 m³/h i.N. auf, wobei aktuell etwa 80 % der Einspeisekapazität zwischen 500 bis 800 m³/h i.N. liegen. Zwischen 700 bis 800 m³/h i.N. liegen ca. 60 % der Biogas-Einspeiseanlagen [14]. Nach Untersuchungen des DVGW [15] eignen sich über 70 % der Biogasanlagen in Deutschland für eine Methanisierung. Ausgegangen wird dabei von einer Anlagengröße ab 250 kW_{el}. Auch die Gasmenge kleinerer Anlagen kann über Sammelstellen gebündelt und verfügbar gemacht werden. Das Biogas-Methanisierungspotenzial kann bis 2050 von gegenwärtig 1,31 Mrd. m³ i.N. auf 16,36 Mrd. m³ i.N. erhöht werden.

In Abhängigkeit vom Substrateinsatz lagen die durchschnittlichen Einkaufspreise für Biomethan zwischen 5,7 ct/kWh bei nachwachsenden Rohstoffen und Abfällen bis 6,4 ct/kWh bei Gülle [8]. Demgegenüber lag beispielsweise der Erdgaspreis an der niederländischen TTF-Börse im März 2021 im Tagesmittelwert nie über 2 ct/kWh. Durch den Ukraine Konflikt haben sich jedoch die Verhältnisse auch im Gasbereich grundlegend verändert. So wurden an der TTF-Börse Anfang März 2022 Erdgaspreise von knapp 35 ct/kWh aufgerufen [13]. Die durch die Unsicherheiten bei den bisherigen Bezugsquellen bedingten stark gestiegenen Erdgaspreise erfordern eine Neuorientierung, um insbesondere die Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten und Importabhängigkeiten verringern zu können.

3 Zukünftige Einsatzmöglichkeiten von Biogas

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über derzeit technisch realisierbare Nutzungsmöglichkeiten für das Biogas.



[1] Es ergeben sich nutzbare Methananteile von deutlich über 100%, da die Hydrierung von CO₂ berücksichtigt wird. Hierfür wird zusätzlich Wasserstoff benötigt.

Abb. 1: Gegenwärtige und zukünftige Nutzungsoptionen für Biogas

Um eine bessere Übersicht zu bekommen, wird zwischen konventionellen Routen, Synthesegas- und Biomethan-Routen unterschieden.

Einen Sonderfall stellt die direkte Rohbiogasnutzung dar, z.B. Nutzung des Biogases direkt zum Kochen oder in speziell angepassten Motoren. Dies erfolgt derzeit in Deutschland nur vereinzelt, wird aber in Entwicklungs- und Schwellenländern häufig erfolgreich praktiziert.

Als Alternative zur Stromerzeugung gibt es folgende Nutzungsoptionen:

1. Stoffliche Nutzung des Biogases/Synthesegasrouten

Ein Zwischenschritt ist die Herstellung von Synthesegas mittels diverser Reformierungsverfahren. Für Biogas wurden insbesondere die autotherme, die trockene sowie die Dampfreformierung entwickelt und getestet. Die besten Ergebnisse wurden mit der Dampfreformierung erreicht.

Aus dem Synthesegas lassen sich Wasserstoff mittels CO-Shift und Druckwechseladsorption, Methanol mit der Methanolsynthese oder Biowachs mit dem Fischer-Tropsch-Verfahren herstellen.

2. Biomethan-Routen

Stand der Technik ist die Abscheidung von CO₂. Mit der katalytischen Biogas-Methanisierung lässt sich der nutzbare Methananteil nahezu verdoppeln. Das im Biogas vorhandene Kohlendioxid wird nicht an die Atmosphäre abgegeben, sondern zu Methan veredelt. Für diesen Prozess wird Wasserstoff benötigt. Die Reaktion ist seit 1872 durch das Brodie-Experiment bekannt. Seit Jahrzehnten ist die katalytische Methanisierung von CO/CO₂ an Nickel- oder Edelmetallkatalysatoren bei moderaten Reaktions-

temperaturen von etwa 300 °C und Drücken bis 20 bar eine vielfach eingesetzte und bewährte Technologie. Neu ist allerdings die Anwendung in der Biogas-Branche. Derzeit gibt es mehrere Modellprojekte im kleintechnischen Maßstab. Eine Demonstration an einer realen Biogasanlage ist notwendig.

Erwähnt werden soll noch die biologische Methanisierung, welche vor zahlreichen technologischen Herausforderungen steht.

Ausgehend von den aktuellen Verhältnissen wären etwa 12 % des deutschen Erdgasverbrauches durch klimaneutrales Biomethan zu decken. Mittelfristig könnten durch den Ausbau des Biomethanpfades bis 2030 rd. 100 TWh und bis 2050 zwischen 140 TWh bis 250 TWh mobilisiert werden [16]. Damit könnte zukünftig ein signifikanter Teil des Erdgasbedarfes durch Biomethan ersetzt werden. Aufgrund der aktuellen Preisentwicklung bei Erdgas ist die katalytische Biogas-Methanisierung eine wirtschaftliche Alternative zu Gasimporten. Die aktuelle politische Diskussion über ein Embargo von russischen Erdgas verdeutlicht die Notwendigkeit, einheimische Ressourcen zeitnah für die Bereitstellung von CO₂-freiem Biomethan nutzbar zu machen.

4 SWOT-Analyse

In Tab. 3 sind wesentliche Stärken/Schwächen sowie Chancen/Risiken im Kontext der Nutzung von Roh-Biogas zur Herstellung von Biomethan und / oder Synthesegas als Zwischenschritt für die stofflichen Nutzungsoptionen Wasserstoff, Methanol und Biowachs dargestellt. Diese bilden die Grundlage für die nachfolgend formulierten Thesen zur weiteren Entwicklung der Biogasbranche.

Tab. 3: SWOT-Analyse Nutzung von Biogas für die Biomethan- und / oder Synthesegas-Routen

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • tragende Säule im Mix erneuerbarer Energien • erneuerbarer, einheimischer C-Träger • Beitrag zur Defossilisierung • hoher CO₂-Anteil im Rohbiogas (bis zu 50 %) vorteilhaft für die Methanisierung • flexibel einsetzbar, speicherfähig, klimaneutral • weitgehend witterungs- und zeitunabhängige Energiebereitstellung • signifikante Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte • Verringerung von CH₄-Emissionen in der Landwirtschaft • Schließen von Nährstoffkreisläufen durch Nutzung von Gärprodukten als Dünger, Reduktion des Einsatzes mineralischer Dünger • Nutzung bestehender Infrastrukturen für die Einspeisung ins Erdgasnetz 	<ul style="list-style-type: none"> • sehr hoher Flächenbedarf, begrenztes Ausbaupotenzial • energieintensive Substratbereitstellung und schwankende Ernteerträge • hohe Investitionskosten • förderunabhängige Stromerzeugung kaum wirtschaftlich darstellbar - höchste Stromgestehungskosten • eingeschränkte Wärmenutzung von BHKW • vergleichsweise hohe THG-Emissionen • geringer Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette • Methanemissionen durch Gärrestlager und Leckagen • großflächige diffuse Schadstoffeinträge • Beeinträchtigung des Wohnumfeldes und Landschaftsbildes • Sicherheitsprobleme, hohes Unfallaufkommen
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • alternative Biogasnutzung - vom Strom- zum Gasmarkt • Erhöhung der Versorgungssicherheit und Verringerung von Importabhängigkeiten • Nachfrageschub durch Klimagesetzgebung, Ausstieg aus Kohle/Kernkraft (insb. im Kraftstoff- u. Wärmemarkt) • Entwicklung neuer Geschäftsfelder nach Ende der EEG-Vergütung Strom • stark gestiegene Erdgaspreise fördern den Markteintritt von Synthesegas- und Methanisierungs-Technologien • Aufbereitung zu Bio-LNG insb. für den Verkehrsbereich • verstärkte stoffliche Nutzung - Verbreiterung der Rohstoffbasis der chemischen Industrie • weitere Reduktion von THG-Emissionen in allen Anwendungsbereichen 	<ul style="list-style-type: none"> • Marktumfeld, Konkurrenz zu anderen Energieträgern derzeit schwer kalkulierbar • tendenziell gesunkene Investitionsbereitschaft • Abhängigkeit von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen • Ausreichende Verfügbarkeit von EE-Strom und grünem H₂ für die Methanisierung • Starker Anstieg der Substratkosten (Pacht-, Dünger-/ Kraftstoffpreise) • Nutzungskonkurrenzen zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion • Ausweitung von Monokulturen und Einschränkung der Biodiversität • Anlagentechnik zur katalytischen Methanisierung noch im Versuchsstadium • geringe Akzeptanz in der Bevölkerung

5 Ausblick und Thesen

Die nachfolgend formulierten Thesen stellen keinesfalls eine abschließende Wertung der aktuellen Situation dar. Sie sollen vielmehr Grundlage für weitere Diskussionen zwischen den Akteuren sein.

• Übergang vom Strom zum Gasmarkt

Im Kontext der angestrebten Dekarbonisierung des Strombereichs und der verstärkten Nachfrage nach grünen Gasen stellt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan eine zukunftsfähige Alternative zur bisherigen Hauptnutzungsform, der Stromgewinnung, dar. Dadurch ergeben sich auch neue Optionen der Kopplung der Sektoren Landwirtschaft – Abfallwirtschaft – Verkehr – Wärme – Chemie.

- **Verdopplung der Methanausbeute**
Durch die Nutzung des im Kohlenstoffdioxid enthaltenen Kohlenstoffpotenzials lässt sich die Gewinnung von Biomethan bei unverminderter Menge an Substrateinsatz nahezu verdoppeln, der Kohlenstoffkreislauf weiter schließen und damit Kohlendioxidemissionen reduzieren. Voraussetzung ist die ausreichende Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff.
- **Katalytische Methanisierung wird wettbewerbsfähig**
Die Preisentwicklung bei Erdgas lässt die katalytische Biogas-Methanisierung zu einer wirtschaftlichen Alternative zu Gasimporten werden. Alternativ zur Stromgewinnung kann Biogas vor allem für den weiteren klimaneutralen Umbau des Gasmarktes, insbesondere im Verkehrs- aber auch im Wärmemarkt, von großem Interesse sein.
- **Biomethan als Alternative zu Erdgas**
Einheimisches Biomethan kann mittelfristig einen signifikanten Beitrag zur Substitution von Erdgas leisten und damit die Versorgungssicherheit erhöhen und Importabhängigkeiten verringern. Vorteilhaft ist, dass bereits bestehende Infrastruktur weitgehend genutzt werden kann.
- **Chance für die stoffliche Nutzung**
Biomasse, und damit auch Biogas, ist der einzige erneuerbare Kohlenstoffträger. Langfristig ist damit eine Verbreiterung der Rohstoffbasis der chemischen Industrie denkbar, die alternativlos auf die Nutzung von Kohlenstoff angewiesen ist. Eine Option stellt dabei die Veredelung zu Synthesegas als Basis für Plattformchemikalien dar.
- **Marktumfeld im Umbruch**
Die aktuellen Veränderungen auf dem Gasmarkt bieten Chancen aber auch Risiken. Durch wachsende Bevölkerungszahlen und begrenzte Ausbaupotenziale bleiben bei der Substratbereitstellung Nutzungskonkurrenzen zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion weiterhin bestehen. Unsicher ist, in welchem Maße und in welchem Zeitraum andere erneuerbare Energien einen Ausstieg aus der Direktverstromung von Biogas ausgleichen können.

Literatur/Quellen

- [1] Umweltbundesamt (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. In: CLIMATE CHANGE 71/2021. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71_2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020.pdf (Aufgerufen 21.04.22).

- [2] Fachverband Biogas (2021). Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf) (Aufgerufen 21.04.22).
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/622560/umfrage/stromerzeugung-aus-biogas-in-deutschland/> (Aufgerufen 21.04.22).
- [4] Statistisches Bundesamt (2022): Energieerzeugung. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html (Aufgerufen 21.04.22).
- [5] ISE-Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021): Wie kann das Energiesystem der Zukunft aussehen? Schlaglichter März 2021. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2021/2021-03-wie-kann-das-energiesystem-der-zukunft-aussehen.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Aufgerufen 21.04.22).
- [7] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität www.agora-energiewende.de. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [8] Deutsche Energie-Agentur (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf (Aufgerufen 21.04.22)
- [9] Umweltbundesamt (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eein zahlen_2019_bf.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [10] Umweltbundesamt (2020): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-03_hgp-ee-in-zahlen_bf.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [11] Umweltbundesamt (2021): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_erneuerbareenergien_deutsch_bf.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [12] Umweltbundesamt (2022): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2021. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/hg_erneuerbareenergien_dt.pdf (Aufgerufen 21.04.22).

- [13] Handelsblatt GmbH (2022): Gaspreis bricht alle Rekorde - Forderung nach Preisdeckel. <https://www.handelsblatt.com/politik/energiekrise-gaspreis-bricht-alle-rekorde-forderung-nach-preisdeckel/28139228.html> (Aufgerufen 21.04.22)
- [14] Biogaspartner (2021): Biogas Einspeiseatlas Deutschland. <https://www.biogas-partner.de/einspeiseatlas/> (Aufgerufen 21.04.22).
- [15] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen. Abschlussbericht. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g201622_ee-methanisierung-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf (Aufgerufen 21.04.22).
- [16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020): Roadmap Gas. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20200702_Roadmap_Gas_V3.pdf (Aufgerufen 21.04.22).

Kontakt

Andreas Herrmann

DBI-Virtuhcon GmbH

Halsbrücker Str. 34, 09599 Freiberg

☎ +49 (0)3731.39-4424 | ✉ andreas.herrmann@dbi-virtuhcon.de

Untersuchung des Einflusses der Durchmischung auf die Biogasproduktion

Zusammenfassung: *Damit Biogasanlagen im zukünftigen Energiesystem weiterhin ihren Beitrag leisten können, ist eine stetige Optimierung der Prozessführung sowie die Effizienzsteigerung des Gesamtprozesses erforderlich. Im Forschungsprojekt Sensomix (FKZ: 2219NR387, FNR/ BMEL) ist es daher das Ziel, die hydrodynamischen Prozesse in Biogasanlagen näher zu untersuchen. Insbesondere wurde der Frage nachgegangen, ob das Durchmischen des Gärmediums, nach einer vollständigen Einmischung und Verteilung der Substrate nach der Beschickung, auf die Unterbindung von Sink- und Schwimmschichten beschränkt werden kann. Dies würde eine Einsparung sonst notwendigen Stroms zum Betrieb der Rührwerke ermöglichen. Es konnte in Laborversuchen nachgewiesen werden, dass ein Durchmischen des Gärmediums deutlich reduziert werden kann, wenn ein vollständiges Einmischen und Verteilung der Substrate nach der Beschickung gewährleistet werden kann. Weiterhin konnte beim Vergleich der ausschließlichen Einmischung der Substrate mit der kontinuierlichen Durchmischung des Fermenterinhalt, ein bis zu 5 % höherer Biogasertrag erzielt werden.*

Abstract: *In order to integrate biogas plants in future energy system, it is necessary to continuously optimize the process and increase the efficiency of the overall process. The aim of the Sensomix research project (FKZ: 2219NR387, FNR/ BMEL) is therefore to investigate the hydrodynamic processes in biogas plants in more detail. In particular, we investigated whether the mixing of the fermentation medium, after a complete mixing and distribution of the substrates after feeding, can be limited to only the suppression of sinking and floating layers. This allows saving of electrical power that is necessary to operate the agitators. It has been demonstrated in laboratory tests that mixing of the fermentation medium can be significantly reduced if complete dispersion of substrates after feeding can be ensured. Laboratory experiments have shown that up to 5 % more biogas can be produced with discontinuous mixing modes instead of continuous mixing.*

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und des zunehmenden Kostendruckes steigen auch die Anforderungen an Biogasanlagen als wichtige Bestandteile eines Energiesystems auf Basis erneuerbarer Ressourcen. Neben der Etablierung neuer Substrat- und Reststoffströme und einer flexiblen Prozessführung bietet die Effizienzsteigerung des Gesamtprozesses großes Potenzial. Hierbei rücken insbesondere die im Fermenter ablaufenden, hydrodynamischen Prozesse in den Mittelpunkt der Betrachtungen, da sie einen wesentlichen Einfluss auf die reale Biogasertragskurve haben und hier Potenziale zur Einsparung von Prozessenergie (Strom zum Betrieb der Rührwerke) liegen. In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass hydrodynamische

Betriebsparameter – wie beispielsweise die Drehzahl und Betriebsintervalle der Rührwerke – bei der anaeroben Fermentation Einfluss auf die Zusammensetzung, den Stofftransport und den Stoffwechsel in der mikrobiellen Gemeinschaft haben (Liu 2002). Auch hängt die Stabilität des Biogasprozesses stark von den hydrodynamischen Parametern ab (Singh 2018, Stenstrom 1983).

Ziel einer Versuchsreihe im Rahmen des Forschungsprojektes "SensoMix" (FNR, FKZ: 2219NR387) war es daher, den Einfluss der Durchmischung auf die Biogasproduktion zu untersuchen. Mit Bezug zur Prozessführung wurde insbesondere der Frage nachgegangen, ob das Durchmischen des Gärmediums, nach einer vollständigen Einmischung und Verteilung der Substrate nach der Beschickung, auf die Unterbindung von Sink- und Schwimmschichten beschränkt werden kann. Aufgrund des stark reduzierten Rührwerksbetriebs könnten so erhebliche Energiemengen eingespart werden. Laut einer Studie von Naegele et al. entfällt für das Mischsystem in Biogasanlagen 46-51 % des gesamten elektrischen Energieverbrauchs. Weiter wird ausgeführt, dass der hohe Energiebedarf für den Betrieb der Rührwerke hauptsächlich auf den Mangel des Nachweises über den optimalen Mischvorgang zurückgeführt werden kann. Um Effizienzverluste durch suboptimale Rührwerksgeometrien auszugleichen, wurden überdimensionierte Rührwerke installiert bzw. die Rührdauer erhöht, wodurch sich zum einen der Wartungsaufwand erhöht und zum anderen die Wirtschaftlichkeit der Anlage negativ beeinflusst wird.

2 Material und Methoden

Für die Untersuchungen kamen in der ersten Versuchsreihe zwei und in der zweiten Versuchsreihe vier baugleiche 15 L Laborbiogasfermenter (Arbeitsvolumen 10 L) zum Einsatz (Abb. 1). Dabei handelte es sich um doppelwandige Rührkessel mit einem Innendurchmesser von 240 mm und einem H/D Verhältnis von 1,42. Die Durchmischung erfolgte mit zentral angeordneten Ankerrührwerken. Die Drehzahl wurde elektronisch geregelt. Zeitpunkt des Ein- und Ausschaltens der Rührwerke wurde mit Zeitschaltuhren realisiert. Mittels Trommelgaszählern (Ritter Apparatebau) konnte die produzierte Biogasmenge erfasst werden. Ein nachgeschaltetes Gasanalyzesystem (Awite) erlaubte die Messung der Gaszusammensetzung. Die Laborbiogasanlagen wurden semikontinuierlich bei einer Temperatur von $40 \pm 1^\circ\text{C}$ betrieben. Der allgemeine Betrieb erfolgte nach der VDI-Richtlinie 4630 für die Vergärung von organischem Material (VDI 2016, Liebetau et al. 2020).

Die Substratzufuhr erfolgte einmal am Tag, 7-mal in der Woche. Als Substrat kam ein Gemisch aus Stroh und getrockneter Schlempe aus der Bioethanolproduktion im Massenverhältnis von 2:1 (Frischmassebezogen) zum Einsatz. Beide Substrate lagen in pelletierter Form vor. Durch Wasserzugabe wurde bei einem Reaktionsvolumen von 10 L eine Verweilzeit von 40 Tagen realisiert. Die Raumbelastung betrug $3 \text{ g}_{\text{OTS}} / (\text{L} \cdot \text{d})$.

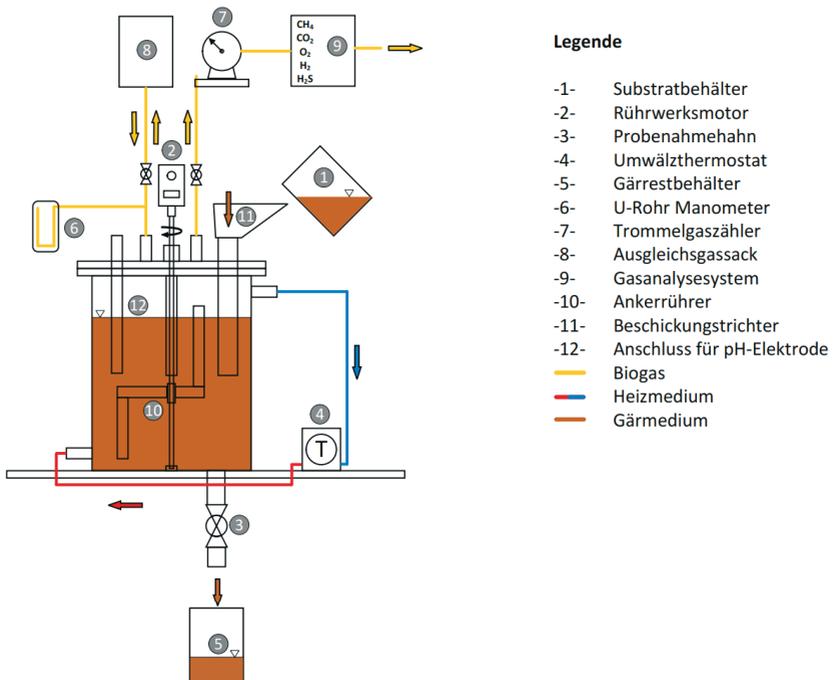


Abb. 1: Schematische Darstellung der Versuchsfermenter im DBFZ-Labor (Quelle DBFZ)

In Versuchsreihe 1 (2 Fermenter) wurde bei kontinuierlicher Durchmischung der Rührer kontinuierlich auf 80 rpm betrieben. In den Versuchsphasen zur Untersuchung des „Einmischens“ wurden die Rührwerke nur noch einmal pro Tag 10 Minuten vor der Beschickung (150 rpm) und erneut 10 Minuten nach der Beschickung aktiviert (100 rpm).

In Versuchsreihe 2 (4 Fermenter) wurde nach 10-minütigen Aufrühren vor der Fütterung und 30-minütigen Einmischen der Substrate bei einer Rührerdrehzahl von 100 rpm, unterschiedliche Rührbedingungen realisiert. Betrachtet wurde ein vollständiges Abschalten der Rührwerke, sowie eine Reduktion der Drehzahl auf 20 bzw. 60 % der Normdrehzahl von 80 RPM über einen Zeitraum von 23,3 h pro Tag.

3 Ergebnisse

In der Versuchsreihe 1 wurden 2 Fermenter verwendet und parallel betrieben. Lediglich die Durchmischung wurde phasenweise verändert. Abb. 2 zeigt die absolute Gasproduktion der beiden parallel betriebenen Fermenter 1 (Balken links) und Fermenter 2 (rechte Balken) in den einzelnen Versuchsphasen des Laborversuchs.

In der ersten Versuchsphase (1) wurden beide Fermenter kontinuierlich durchgemischt. Dennoch sind 2,2 % Unterschied in der absoluten Gasbildung zu erkennen. In der 3. und 5. Versuchsphase hingegen sind die Unterschiede in der absoluten Gasbildung mit ca. 1 % sehr gering. In einer noch folgenden statistischen Auswertung werden diese Unterschiede bei gleicher Betriebsweise in die Größenordnung der Fehler eingeordnet.

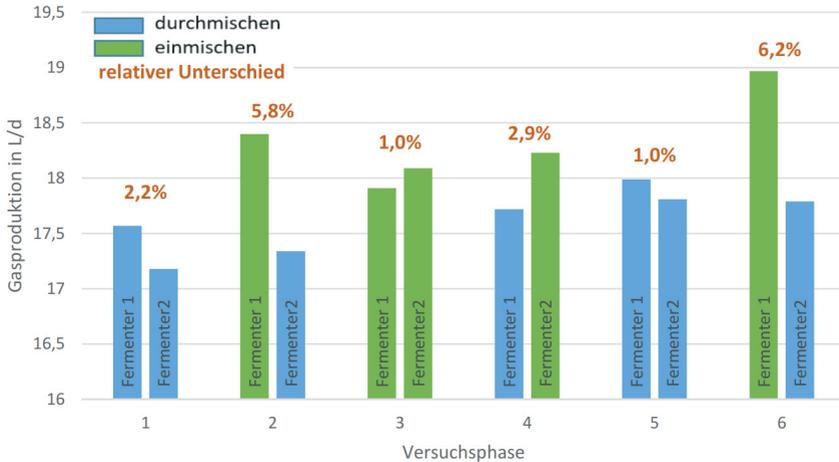


Abb. 2: Gasproduktion und relativer Unterschied der Gasproduktion in den einzelnen Versuchsphasen zur Untersuchung der Rührregime „kontinuierliches Durchmischen“ und „Einmischen“, es wurde jeden Tag die gleiche Menge oTS zugegeben. Die Farbgebung der Balken kennzeichnet das Rührregime, blau: kontinuierliches Durchmischen, grün: Einmischen. Die braunen Prozentangaben über den Balken weisen die relativen Unterschiede (Angabe als Betrag) zwischen der Gasbildung der Parallelfermenter aus.

Interessant ist die Betrachtung der Versuchsphasen (2), (4) und (6), in denen die beiden Parallelfermenter mit wechselnden Betriebsmodis (Durchmischen oder nur Einmischen) betrieben wurden. Bei allen drei Versuchsphasen produzierte der nicht kontinuierlich betriebene Fermenter (nur Einmischen des Substrates) im Mittel 5 % mehr Biogas.

Zur näheren grafischen Veranschaulichung wird in Abb. 3 nicht der Unterschied der Gasbildung zwischen Parallelfermentern, sondern der Unterschied zwischen den Versuchsphasen dargestellt. Beginnend mit Versuchsphase 2, zeigt jeder Balken die relative Änderung der Gasproduktion in dieser Versuchsphase zur vorherigen Versuchsphase, jeweils für Fermenter 1 (F1) und Fermenter 2 (F2).

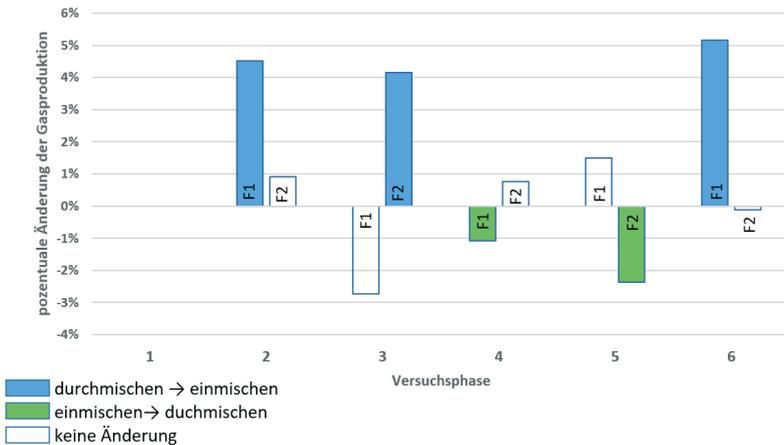


Abb. 3: Änderung der absoluten Gasbildung der Fermenter 1 (F1) und Fermenter 2 (F2) zur vorherigen Versuchsphase, Blaue Balken: Umstellung von kontinuierlichem Durchmischen auf Einmischen, grüne Balken: Umstellung von Einmischen auf Durchmischen, weiße Balken: keine Umstellung des Rührregimes

Bei Betrachtung der Versuchsphase 2 wird deutlich, dass eine Umstellung von kontinuierlichem Durchmischen auf Einmischen in Fermenter 1 eine Erhöhung der Gasproduktion um 4,5 % nach sich zog. Fermenter 2 erfuhr keine Veränderung im Rührregime und änderte seine Gasproduktion auch nur um 1,3 %. Ein ähnliches Verhalten zeigte sich in den Versuchsphasen (3) und (6), in denen die Umstellung von kontinuierlichem Durchmischen auf Einmischen ebenfalls eine Erhöhung der Gasproduktion zur Folge hatte.

Umgekehrt nahm die Biogasproduktion jedes Mal ab, wenn von Einmischen auf kontinuierliches Durchmischen umgestellt wurde (Versuchsphasen 4 und 5). Die Abnahme erfolgte aber im Mittel nur um 1,6 %, welche allerdings in der gleichen Größenordnung liegt, die auch bei ausbleibender Änderung des Rührregimes (Unterschied im Mittel 1,3 %) festgestellt wurde. Hier bringt die noch ausstehende statistische Betrachtung Aufschluss.

Auch der zeitliche Vergleich der einzelnen Versuchsphasen in Abb. 3 zeigt eine Zunahme der Biogasproduktion um im Mittel 4,7 % infolge der Umstellung des Rührregimes von kontinuierlichem Durchmischen auf Einmischen.

Abb. 4 zeigt beispielhaft einen Versuchsverlauf aus Versuchsreihe 2 (4 Fermenter). Bis Tag 263 wurden alle Fermenter kontinuierlich durchgemischt. Ab Tag 264 bis Tag 283 erfolgte bei zwei Fermentern eine Reduzierung der Rührerdrehzahl um 80 % nach dem Einmischen der Substrate. Bei der Umstellung war in den weniger durchgemischten Fermentern ein Anstieg der spezifischen Biogasproduktion zu erkennen. Dieser Effekt wurde auch bei einer vollständigen Abschaltung der Rührwerke beobachtet, ohne dass es zu Prozessstörungen kam.

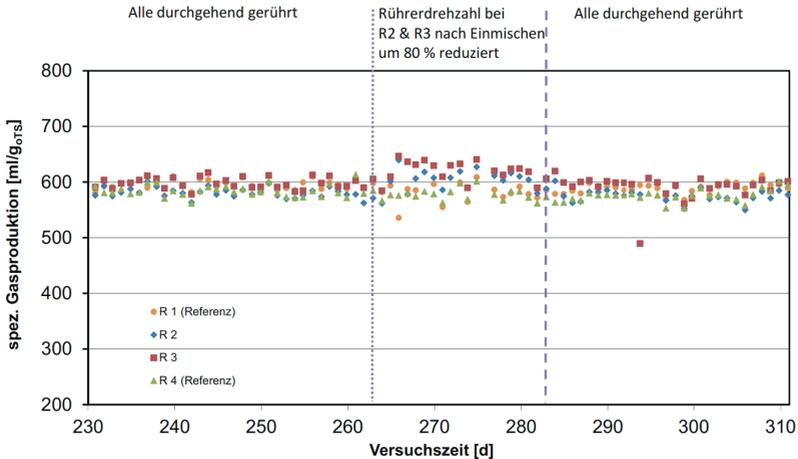


Abb. 4: Parallelversuch zur Untersuchung des Effektes des Rührregimes auf die Biogasproduktion in semi-kontinuierlich betriebenen Laborreaktoren mit $V = 10\text{ L}$, oTS: organische Trockensubstanz

Tabelle 1 zeigt zusammenfassend die durchschnittliche Gasproduktion in den jeweiligen Versuchsphasen sowie die Veränderung zur vorhergehenden Versuchsphase. Es zeigte sich, dass die Fermenter grundsätzlich gut parallel betrieben werden konnten. Die Abweichungen zwischen den Versuchsphasen lag bei den Kontrollfermentern (R1, R4) bei nur $\sim 2\%$. Demgegenüber kann ein positiver Effekt von durchschnittlich $3,8\%$ mehr Biogas beim weniger durchmischtem Prozess nachgewiesen werden.

Tab. 1: Einfluss von reduzierter Durchmischung gegenüber kontinuierlicher Durchmischung an einem Doppelversuch; Die Daten zeigen die prozentuale Veränderung zur jeweils vorhergehenden Versuchsphase

Versuchs- tag	Referenz						Variable Durchmischung			
	Dreh- zahl Ref.	R1		R4		Dreh- zahl	R2		R3	
		Biogas	Diff ¹⁾	Biogas	Diff ¹⁾		Biogas	Diff ¹⁾	Biogas	Diff ¹⁾
rpm	L d ⁻¹	%	L d ⁻¹	%	rpm	L d ⁻¹	%	L d ⁻¹	%	
221 - 262	80	18,06		17,77		80	18,18		17,65	
262 - 283	80	17,68	-2,1	17,55	-1,3	16	18,84	3,5	18,3	3,6
283 - 322	80	17,78	0,6	17,50	-0,3	80	18,03	-4,5	17,55	-4,3
322 - 394	80	17,52	-1,5	17,72	1,2	48	18,33	1,6	17,95	2,2

¹⁾ Prozentuale Veränderung zur vorhergehenden Versuchsphase

Die vorgestellten Ergebnisse korrespondieren mit Ergebnissen aus der Literatur. So beschreibt Kowalczyk et al. ebenfalls einen Mehrertrag an Biogas bei weniger durchmischten Fermentern. Stroot et al. haben festgestellt, dass Intervall Durchmischung besser als kontinuierliche Durchmischung ist. Karim et. al. haben die Einflüsse von unterschiedlichen Mischsystemarten auf den Biogasertrag in 8 Laborfermentern untersucht. Das Ergebnis zeigt, dass die Durchmischung eine wichtige Rolle spielt, wenn der Trockensubstanzgehalt des Substrats mehr als 10 % beträgt. Bei der Fermentation mit weniger Trockensubstanzgehalt konnte kein signifikanter Einfluss auf den Biogasertrag nachgewiesen werden.

Untersuchung von Ong et al. haben den Einfluss der Durchmischung auf die sogenannte EPS (Extracellular Polymeric Substance) betrachtet. Die EPS tritt u.a. in Biofilmen und bei Aggregaten von Mikroorganismen (z.B. Granula) auf. Sie besteht aus Eiweiß, Kohlenhydrate und Lipiden. Derartige Aggregate könnten zu einem erhöhten Biomasserückhalt führen, was wiederum die erhöhte Gasbildung bei deren Anwesenheit erklären kann. Im Zusammenhang mit der vorliegenden Studie wird unter anderem vermutet, dass eine hohe Mischungsintensität die mikrobiellen Aggregate zerstört und die Biogasproduktion reduziert. Weiterhin lässt sich vermuten, dass sich durch die verminderte Durchmischung syntrophe Wechselwirkung verbesserten bzw. sich der lokale Wasserstoffpartialdruck reduziert hat. Dies könnte auch eine Erhöhung der Gasproduktion hervorrufen.

4 Fazit und Ausblick

Es konnte im Labormaßstab nachgewiesen werden, dass ein Durchmischen des Fermentationsmediums deutlich reduziert werden kann, insofern die Substrate nach der Beschickung vollständig eingemischt und verteilt werden. Die reduzierte Durchmischung hat neben der Einsparung von elektrischem Strom zum Betrieb der Rührwerke eine erhöhte Biogasproduktion zur Folge. Dabei scheinen die räumliche Verteilung der Mikroorganismen, sowie die Stabilität der mikrobiellen Aggregate eine entscheidende Rolle zu spielen. Für die Gewährleistung des biologischen Prozesses scheint bei idealer Verteilung der Substrate keine Mindestströmungsgeschwindigkeit erforderlich zu sein. Die durch aufsteigende Gasblasen erzeugten konvektiven Stofftransportprozesse sowie Diffusionsvorgänge scheinen ausreichend.

Allerdings sei darauf hingewiesen, dass durch die Skalierungseffekte (und unterschiedlichen Rührwerkgeometrien) in Laborfermentern grundsätzlich andere Durchmischungsbedingungen als an großtechnischen Biogasanlagen vorliegen und somit nicht zwangsläufig von Laborergebnissen auf die Anwendung im regulären Praxisbetrieb geschlossen werden kann. Dazu sind weitere Untersuchungen im Rahmen vom Forschungsprojekt Sensomix angedacht – insbesondere zu den zugrundeliegenden Mechanismen und der Übertragung in die Praxis.

Literatur/Quellen

- Liu, Y.: The essential role of hydrodynamic shear force in the formation of biofilm and granular sludge. *Water Research* (2002), S. 1653-1665
- Singh, B.: Hydrodynamic factors in anaerobic digester. *International Multidisciplinary Scientific Conference*, 5-6 September 2018.
- Stenstrom, M.K.: Anaerobic Digestion of Municipal Solid Waste. *J. Environ. Eng.* (1983), S. 1148-1158
- Naegele, H-J.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Jungbluth, T.: Electric Energy Consumption of the Full Scale Research Biogas Plant „Unterer Lindenhof“: Results of Longterm and Full Detail Measurements. *Energies* 5 (2012), S. 5198-5214
- VDI-Richtlinie 4630: Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche, (2016), VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt
- Liebetrau J., Pfeiffer D. (Eds.): *Collection of Methods for Biogas – Methods to determine parameters for analysis purposes and parameters that describe processes in the biogas sector. Series „Biomass energy use“ Vol. 07, 2. ed. (2020), DBFZ, Leipzig, Germany*
- Stroot, P.G.; McMahon, K.D.; Mackie, R.I.; Raskin, L.: Anaerobic codigestion of municipal solid waste and biosolids under various mixing conditions – 1. *Digester Performance. Wat. Res.* 35 (2001), S. 1804-1816.
- Karim, K.; Hoffmann, R.; Klasson, T.; Al-Dahhan, M.H.: Anaerobic digestion of animal waste: Waste strength versus impact of mixing. *Bioresource Technology* 96 (2005), S. 1771-1781
- Kowalczyk, A.; Harnisch, E.; Schwede, S.; Gerber, M.; Span, R.: Different mixing modes for biogas plants using energy crops. *Applied Energy* 112 (2013), S. 465-472
- Ong, H.K.; Greenfield, P.F.; Pullammanappallil, P.C.: Effect of Mixing on Biomethanation of Cattle-Manure Slurry. *Environmental Technology* 23 (2002), S. 1081-1090

Acknowledgement

Die Untersuchungen erfolgten im Rahmen des Projektes OptiFlex (FKZ: 22401717, FNR/ BMEL) und SensoMix (FKZ: 2219NR387, FNR/ BMEL).

Kontakt

Dr.-Ing. Eric Mauky

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434-745 | ✉ eric.mauky@dbfz.de

Möglichkeiten der Umstellung von Biogasanlagen in der Größenordnung von 500 kW auf Biomethan-erzeugung

1 Einleitung

Die durchschnittliche Bemessungsleistung der in Deutschland installierten Biogasanlagen lag 2019 bei 402 kWel und in Niedersachsen bei 537 kW. Von den insgesamt 1.662 Biogasanlagen in Niedersachsen liegen rund ein Drittel im Leistungsbereich von 261-500 kWel (1).

Werden diese Zahlen auf den bundesweiten Anlagenbestand übertragen, fallen in die Kategorie bis 500 kWel 3.000-4.000 Biogasanlagen. Die meisten dieser Anlagen wurden vor 2012 gebaut und ein Großteil davon läuft in den nächsten Jahren aus der EEG-Vergütung (2).

Als Alternative zur Teilnahme an der Ausschreibung für Biomasseanlagen im EEG 2021 können Bestandsanlagen auch den Weg der Biogasaufbereitung und -einspeisung gehen. Theoretisch könnte durch Umstellung der vorgenannten Bestandsanlagen 5% des deutschen Erdgasbedarf durch Biomethan substituiert werden (3).

Die Umstellung einer Bestandsanlage auf Biomethan-erzeugung erfordert die technische Weiterentwicklung und Optimierung des Standorts als auch die Berücksichtigung rechtlicher und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen.

2 Biomethanvergütung

Neben dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) spielt die Renewable Energy Directive II (REDII) eine wichtige Rolle in Bezug auf die Biomethanvergütung.

Seit dem EEG 2004 wird die Nutzung von aufbereitetem Biogas (Biomethan) zur Stromerzeugung in Kraftwärmekopplung vergütet. Mit dem EEG 2021 wird Biomethan unabhängig von den genutzten Substraten, mit Ausnahme des Maisdeckels (§39i, EEG 2021) in KWK-Anlagen bis 20 MWel vergütet (16,4 ct/kWh, 65 €/kWel Flexprämie, max. 3.924 h/a) und es gibt außerdem eine gesonderte Biomethanausschreibung für die Südregion (19,0 ct/kWh, 65 €/kWel Flexprämie, max. 1.314 h/a). Durch die Verstromung von Biomethan im EEG 2021 sind Erlöse von umgerechnet 70 €/MWh (H_s) möglich.

Die REDII zielt darauf ab Biomethan verstärkt als fortschrittlichen Kraftstoff einzusetzen und fördert den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen zur Biomethan-erzeugung. Ausschlaggebend für den Erlös ist die Treibhausgas-minderung von

Biomethan gegenüber fossilen Treibstoffen. In Abhängigkeit der verwendeten Substrate können THG-Werte für Biomethan bei bis zu $-100 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/MJ}$ liegen. Gegenüber dem Referenzwert für fossile Treibstoffe von $86 \text{ gCO}_2\text{/MJ}$ sind Einsparungen bis zu $186 \text{ gCO}_2\text{/MJ}$ möglich (4).

Für diese Einsparungen können THG-Quoten generiert werden, wenn das erzeugte Biomethan als Kraftstoff (CNG, LNG) in den Verkehr gebracht wird. Die THG-Quoten können wiederum an Unternehmen verkauft werden, die verpflichtet sind, den Anteil an erneuerbaren Kraftstoff gemäß REDII zu erhöhen. Durch diesen Mechanismus ist es möglich Erlöse gem. Tab. 1 zu erzielen, wobei es sich hierbei um Erfahrungswerte handelt, die einer gewissen Bandbreite unterliegen.

Tab.1: Mögliche Biomethanerlöse nach REDII

Substrat	THG-Wert [gCO ₂ /MJ]	Erlös bis 2026 [€/MWh]	Erlös ab 2026 [€/MWh]
Gülle	- 100	300	< 200
Mist	- 100	300	< 200
Stroh	- 5	160	< 120
Bioabfall	10	160	< 120

Abnahmeverträge für Biomethan haben in der Regel Laufzeiten von 10 Jahren, und können zu Festpreisen als auch indexbasiert abgeschlossen werden. Gegenüber der EEG-Vergütung für Strom ist die Biomethanvergütung eine sehr individuelle und marktabhängige Vereinbarung.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Bestandsanlagen in der Größenordnung um 500 kWel sind häufig privilegiert im Außenbereich errichtet worden. Nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB ist dies möglich, wenn die Biogasanlage organisatorisch einem landwirtschaftlichen Betrieb zu geordnet werden kann. Die Erweiterung solcher Anlagen ist nur in einem stark begrenzten Rahmen möglich, da maximal 2,3 Mio. m³ Biogas im Jahr produziert werden dürfen.

Die Errichtung zusätzlicher Behälter wie Fermenter oder Gärproduktlager ist generell möglich. Hier gilt es die einschlägigen Auflagen (BImSchG, TRAS 120, etc.) zu berücksichtigen.

Die Umstellung auf einen höheren Anteil von Reststoffen, insbesondere bei Gülle, hat einen höheren Substrateinsatz zur Folge, da der Gasertrag gegenüber Maissilage deutlich geringer ist.

Dies spielt insbesondere für die Lagerkapazität gem. Düngeverordnung eine Rolle als auch für die Einhaltung einer gasdichten Verweilzeit von 150 Tagen im EEG 2021. Von letzterem ausgenommen sind Anlagen, die ausschließlich Gülle oder Bioabfälle vergären oder das Gas außerhalb des EEG vermarkten.

Für die Erweiterung eines Biogasstandorte um einen Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) ist eine Änderungsgenehmigung nach §16 BImSchG erforderlich. Die BGAA ist als Nr. 1.16 in Anlage 3 der 4. BImSchV einzuordnen.

4 Gasnetzanschluss

Die Anschlussmöglichkeiten an das örtliche Gasnetz sind möglichst frühzeitig zu prüfen. Realisierungszeiträume für den Gasanschluss liegen zwischen 18 und 24 Monaten ab der Einreichung des Netzanschlussbegehrens bis zur Fertigstellung.

Für Biogaseinspeiser besteht eine vorrangige Anschlusspflicht gemäß § 33 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Die Investitionskosten für Netzanschluss und Einspeisetechnik (Verdichtung, Konditionierung, eichrechtliche Qualitäts- und Mengenmessung) sind für den Einspeiser gedeckelt auf 25 % bzw. maximal 250.000 € inkl. 1 km Anschlussleitung. Ab 1 bis 10 km Leitungslänge greift erneut eine Deckelung von 25 % für den Einspeiser, erst oberhalb von 10 km trägt der Einspeiser die Mehrkosten. Die Betriebskosten für die Einspeisung trägt der Gasnetzbetreiber vollständig.

Durch die Einspeisung von Biogas in die unteren Leitungsebenen, wird die übergeordnete Gasinfrastruktur entlastet. Hierfür erhält der Biogaseinspeiser vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) in Höhe von 7 €/MWh für die Dauer von 10 Jahren, gem. § 20a Gasnetzentgeltverordnung.

5 Gasaufbereitungstechnik

Für die Biogasaufbereitung in der Größenordnung von 250 m³/h eignen sich insbesondere trockene, druckgeführte Aufbereitungsprozesse, wie die Membranseparation. Für die genannte Größenordnung sind standardisierte und modulare Container-Anlagen verfügbar. Der apparative Aufwand der Anlagen und auch der Platzbedarf (ca. 15 x 10 m) sind im Vergleich zu nassen Verfahren (Druckwasserwäsche, Aminwäsche) gering. Abb. 1 stellt eine beispielhaftes Anlagenlayout dar.

Der Wesentliche Prozessschritt bei der Biogasaufbereitung ist die CO₂-Abtrennung. Dem voraus geht eine Vorreinigung, bei dem das Rohbiogas gekühlt, getrocknet, vorverdichtet und entschwefelt wird.

Je nach Substrateinsatz können Wäscher für die Entfernung von Ammoniak (NH₃) oder Aktivkohlefilter für die Abtrennung von Spurengasen, wie Siloxanen oder VOCs, erforderlich sein.



Abb. 1: Beispielhaft - 3D Zeichnung Biogasaufbereitungsanlage

Das vorgereinigte Biogas wird anschließend auf den erforderliche Prozessdruck von 9-15 bar verdichtet und in mehreren Membranstufen erfolgt die Abtrennung des CO_2 . Das Biomethan wird an die Biogaseinspeiseanlage übergeben und in das Gasnetz eingespeist. Das CO_2 wird einer regenerativen Nachverbrennung (RNV) zugeführt, um Methanreste zu oxidieren und den Vorgaben der TA-Luft zu entsprechen, bevor es in die Atmosphäre entlassen wird. Die Aufbereitung und Nutzung des CO_2 ist technisch möglich, jedoch bei Anlagen in der Größenordnung wirtschaftlich schwer umsetzbar.

Die Kosten für die Anlagentechnik inkl. RNV belaufen sich auf 1,2 Mio. €. Hinzu kommen Kosten für Genehmigung, Anbindung und Fundamente, die sehr projektspezifisch sind und in einer Größenordnung von mind. 100.000 € anzusetzen sind.

Der elektrische Energiebedarf der Membrantechnik wird maßgeblich durch die Verdichtung hervorgerufen und liegt in Abhängigkeit des Prozessdruckes bei 0,26-0,32 kWh/m³ Rohbiogas. Den größten an Anteil an den Betriebskosten der BGAA hat der Energieverbrauch in Abhängigkeit der Stromkosten sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Anlagentechnik. Die spezifischen Aufbereitungskosten liegen zwischen 2,2-2,7 ct/kWh.

6 Eigenstrom- und -wärmeerzeugung

Bei der Umstellung von Verstromung auf Biomethaneinspeisung muss weiterhin die Wärmeversorgung der BGA gewährleistet sein. Da der Netzbezug von Strom in der Regel deutlich teurer ist als die Eigenerzeugung, sollte nach Möglichkeit ein BHKW parallel zur BGAA betrieben werden, dass den kompletten Eigen-

strombedarf deckt. Vorteilhaft wäre die Kombination mit einer PV-Anlage, so dass weniger Biogas im BHKW verbraucht wird. Die regenerative Eigenstromerzeugung wirkt sich darüber hinaus positiv auf den THG-Wert des Biomethans aus und bringt damit weiteren Mehrwert.

Reicht die Biogasmenge für den gleichzeitigen Betrieb eines BHKW nicht aus oder kann der Spitzenbedarf bei stromgeführter Fahrweise des BHKW im Winter nicht gedeckt werden, ist eine zusätzliche Wärmeerzeugungsanlage erforderlich. Neben klassischen Biomassekesseln kommen auch Carbonisierungsanlagen in Frage, die zum einen Wärme liefern und zum anderen biogene Reststoffe, wie separierte Gärprodukte, Altholz oder Grünschnitt, in Pflanzenkohle umwandeln und weitere Absatzmöglichkeiten generieren.

7 Ersatzinvestitionen Biogasanlage

Biogasanlagen, die nach Auslaufen der EEG-Vergütung auf Biomethan umgestellt werden sollen, haben in der Regel einen gewissen Instandsetzungs- (z.B. Tragluftfoliendächer, Gasspeicher, Wärmespeicher, Rührwerke) oder Erweiterungsbedarf. Auch die Änderungsgenehmigung nach BImSchG kann Zusatzinvestitionen auslösen, die bei allen weiteren Betrachtungen zu berücksichtigen sind.

8 Wirtschaftlichkeit Beispielanlage

Eine BGA mit einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el}, die überwiegend Silomais sowie Grassilage, GPS und Zuckerrüben einsetzt, soll auf Biomethanherzeugung umgestellt werden. Als Substrate werden zukünftig Gülle, Mist, Maissilage, Klee gras, Grassilage, GPS und Zuckerrüben eingesetzt, wie in Tab. 2 dargestellt. Der summierte THG-Wert dieser Substratzusammensetzung liegt zur Orientierung bei rund - 20 g/MJ.

Die Ersatzinvestition auf Seiten der BGA belaufen sich auf 1,3 Mio. € für einen zusätzlichen Fermenter, ein Gärproduktlager und die Instandsetzung der vorhandenen Anlagentechnik. Die spezifischen Rohgasgestehungskosten betragen 61 €/MWh.

Tab. 2: Substratzusammensetzung

Substrat	Verstromung [Ma. %]	Biomethan [Ma. %]
Gülle	0	17,0
Mist	0	33,0
Maissilage	79,0	28,0
Klee gras	0	11,0
Grassilage	10,0	6,0
Zuckerrübe	8,0	2,5
GPS	3,0	2,5

Die Errichtung der BGAA inkl. Netzanschluss, Anbindung, Fundamente und Genehmigung kostet 1,6 Mio. €. Die spezifischen Biogasaufbereitungskosten betragen 27 €/MWh.

Die durchschnittlichen Erlöse für den Biomethanverkauf über 10 Jahre liegen bei 123 €/MWh.

Bei einer jährlich eingespeisten Energiemenge von 13.800 MWh ergibt sich daraus ein Gewinn von 607.000 € im Jahr. Die Ergebnisse werden in Tab. 3 zusammengefasst.

Tab. 3: Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

Position		Einheit
Ersatzinvestition BGA	1.300.000	€
Errichtungskosten BGAA	1.600.000	€
Rohgasgestehungskosten	61	€/MWh
Biogasaufbereitungskosten	27	€/MWh
Biomethanerlös	123	€/MWh
Energiemenge	13.800	MWh/a
Ergebnis	607.000	€/a

Literatur/Quellen

- (1) Biogas in Niedersachsen Inventur 2018, 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V., 2019
- (2) Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021, Fachverband Biogas e.V., 2021
- (3) Statistisches Bundesamt, 2022
- (4) Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 (REDII) ANHANG VI

Kontakt

Florian Cordes

rovi energie AG

☎ +49 (0)4242.546653 | +49 (0)152 2199 0232 | ✉ cordes@rovi-energie.ch

Das Triple-A-Verfahren (AmbientAminAbsorption)

Optimierte Gaswäsche für einen skalierbaren, an die Rohgasinfrastruktur angepassten Ausbau der Biomethanproduktion

Zusammenfassung: Um eine kostengünstige Bereitstellung von Biomethan auch in kleineren Biogasanlagen in der Klasse $>250 \text{ m}^3 \text{ i.N. CH}_4/\text{h}$ zu ermöglichen und so das wirtschaftliche Potential von Biomethan mit hoher Treibhausgas (THG-)minderung zu heben, wird im Projekt **TripleA** ein neuartiges und robustes Verfahren zur Gasaufbereitung entwickelt. Die Triple-A-Technologie nutzt dabei Aminosäuren (Amin) unter Umgebungsbedingungen (Ambient) für eine chemische Gaswäsche (Absorption). Durch die Vorteile des Konzeptes wie (1) dem verwendeten Waschmittel, das lokale bioökonomische Kreisläufe schließt, da es sich aus gängigen Substraten wie Silagen gewinnen lassen soll und nach Verbrauch im Fermenter wieder verwertet kann, (2) der Prozessablauf bei Umgebungsbedingungen, der einen einfachen Aufbau mit geringen Anforderungen an Anlagenkomponenten, Sicherheit und fachlicher Betrieb, geringen Energiebedarf ermöglicht und (3) dem gut skalierbaren und auf Aufbereitungskapazitäten kleiner $250 \text{ m}^3 \text{ i.N. h}$ optimierte Betrieb, ergeben sich ein hohes Kostensenkungs- und Umsetzungspotential. Erste Versuche in der Inbetriebnahmephase einer kontinuierlich arbeitenden Anlage im Labormaßstab konnten hierzu bereits Ergebnisse zur Abscheideleistung zeigen und bieten Grundlage für weitere Optimierungsmöglichkeiten.

Abstract: To enable a cost-effective supply of biomethane in smaller biogas plants in the class $>250 \text{ m}^3 \text{ i.N. CH}_4/\text{h}$ and thus to raise the economic potential of biomethane with high greenhouse gas reduction, a novel and robust gas upgrading process is developed in the TripleA project. The Triple-A technology uses amino acids (Amine) under Ambient conditions for chemical gas scrubbing (Absorption). Due to the advantages of the concept like (1) the used scrubbing agent closes local bioeconomic cycles, because it can be extracted from common biogas substrates like silages and recycled after consumption in the digester, (2) the process flow under ambient conditions allows a simple set-up with low requirements for plant components, safety and professional operation, low energy demand and (3) a well scalable operation optimized for treatment capacities smaller than $250 \text{ m}^3 \text{ i.N. h}$, a high cost reduction and implementation potential results. Initial tests in the commissioning phase of a continuously operating plant on a laboratory scale have already been able to show results on separation performance and provide a basis for further optimization possibilities.

1 Einleitung

Die Biogaserzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (BGA) und ihre Nutzung im Strom-Wärmebereich ist in Deutschland eng an die Struktur der Landwirtschaft gekoppelt und geprägt von kleineren BGA, die in einer Leistungsklasse $>250 \text{ m}^3 \text{ i.N. Methan/h}$ liegen (siehe Abb. 1 (A)). Hohe Stromgestehungskosten, fehlende Wärmenutzungsoptionen sowie die Konkurrenzfähigkeit anderer Technologieoptionen im Strommarkt und unzureichende Dekarbonisierungsoptionen im Bereich Hochtemperaturanwendungen und Schwerlastverkehr haben zum einem strategischen Neuausrichtung der energetischen Nutzung von Biomasse geführt (BMWi 2017). Diese Neuorientierung ist für BGA in der Regel nur über den Biomethanweg machbar und wird mittlerweile speziell im Kraftstoffbereich durch steigende Anforderungen der sogenannten THG-Quote und nationalen Umsetzung der REDII angereizt. So ergeben sich auch für Bestands-BGA neue Perspektiven außerhalb der klassischen Vor-Ort-KWK-Verstromung für die Post-EEG Phase. Neben der THG-Quote im Verkehr gibt es vielseitige Entwicklungen, die die Nachfrage nach Biomethan vorantreiben:

- (1) Der starker Preisanstieg von Erdgas seit Mitte des Jahres 2021, der voraussichtlich auch mittelfristig erhalten bleibt (ICE 2022), erhöht die Konkurrenzfähigkeit von Biomethan deutlich.
- (2) Durch die temporäre Befreiung der LKW-Maut für Erdgasfahrzeuge, dem Aufbau von LNG-Infrastruktur und Fahrzeugen kommt es zu einem zunehmenden LNG-Markthochlauf, der auch zu einer Verbesserung der Abgasemissionen im Schwerlastverkehr beigetragen könnte.
- (3) Politik (BMWi 2019), die Energiewirtschaft (BDEW 2020; Thüga 2019) sowie Großindustrie und Mineralölunternehmen (Focht 2020; Siemens Gas and Power 11.06.2020) suchen neue Geschäftsfelder und forcieren Bestrebung fossiles Erdgas durch „grünes Gas“ zu ersetzen.
- (4) Der europäischer Markt für Biomethan wächst, während der Austausch zunehmend erleichtert wird (Völler 2020).

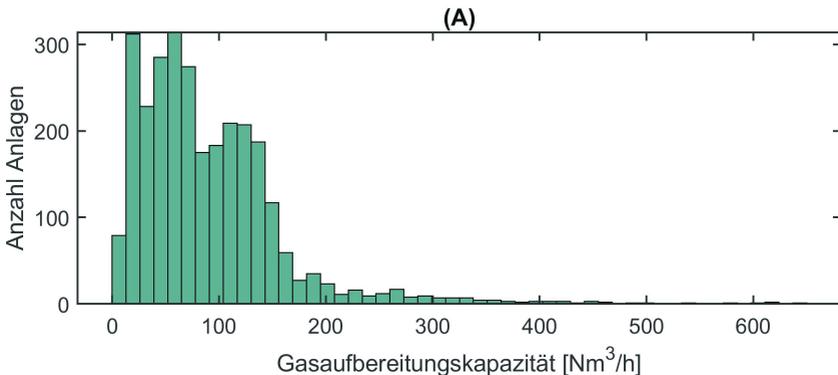
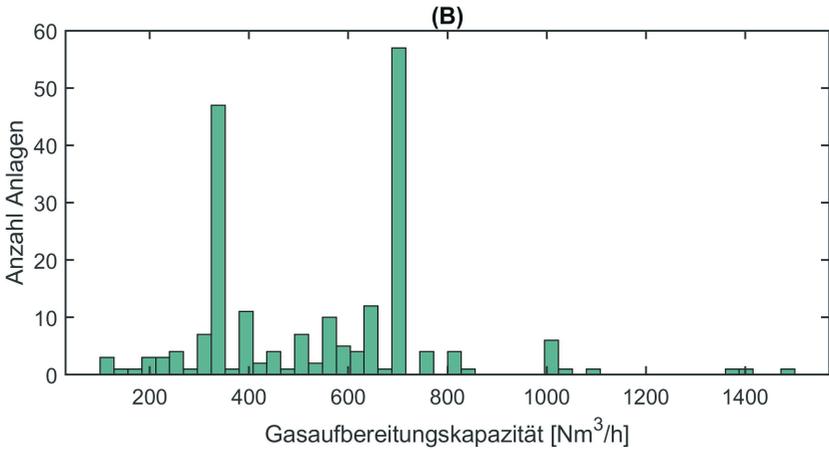


Abb. 1: (A) Theoretische Potential der landwirtschaftlichen Bestands-BGA in BW, NI, SN & TH ($n=2.853$, Eigene Auswertung basierend auf Projektergebnissen NxtGenBGA & Aurasa-Biogas)



(B) Verteilung der Aufbereitungskapazitäten des Bestandes an Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland (Kapazitäten unter 2.000 Nm³/h, n=214, Quelle Daten: dena 2021)

Insgesamt ergeben sich so für Biomethan in den Energiesektoren unterschiedliche Absatzmärkte, die bilanziell auch parallel oder je nach Vertragssituation und Erlösoptionen im Wechsel bedient werden können. Die Märkte unterscheiden sich dabei zum Teil deutlich nach der Nachfrage (Marktvolumen), den Preisen und Zahlungsbereitschaft, den Volatilitäten und Risiken sowie den regulatorischen Treibern und Anforderungen z.B. hinsichtlich THG-Emissionen (Tab. 1).

Tab. 1: Übersicht über Biomethanmärkte in Deutschland (Quelle: Reinholz und Völler 2021)

Biomethanmarkt	Marktvolumen 2020 (GWhHHV)	Treiber/Erlösquellen
Verkehr/Kraftstoff	1.000	THG-Quote
Wärme	642	Zahlungsbereitschaft Endkunden, GEG
Strom/KWK	8.435	EEG, KWKG
Export	233	CO ₂ -Bepreisung, Grüngas-Quote

Diese absehbare steigenden Nachfrage nach Biomethan sollte durch einen Ausbau der Biomethanproduktion in Deutschland unterstützt werden. Obwohl sich durch den Weiterbetrieb von Bestands-BGA Rohgaskosten senken lassen, sind diese in dem genannten kleinskaligen Anlagensegment hoch. Hinzu kommt das typische Aufbereitungsanlagen deutlich größer ausfallen (siehe Abb. 1) und hohe Aufbereitungskosten für kleinere Anlagenkapazitäten anfallen (Beyrich et al. 2019). Es besteht deswegen ein Bedarf für neue, kostengünstige und kleinskalige Gasaufbereitungstechnologien, die sich zudem einfach in die landwirtschaftlichen Betriebsab- und Kreisläufe integrieren lassen. Würden sich die Auf-

bereitungkosten auf einem ähnlichen Niveau wie die von größeren Anlagen etablieren, erhöhen sich Konzeptvarianten und Konkurrenzfähigkeit kleinerer Biogasanlagen.

2 Methoden

Das Triple-A-Verfahren hat deshalb zum Ziel ein neuartiges, robustes und kleinkaliges Aufbereitungsverfahren zu entwickeln. Die sogenannten Triple-A-Technologie stellt eine abgewandelte chemische Gaswäsche dar, in der biologisch hergestellten **Amin**-Lösemitteln (Aminosäuresalze) zur Bindung (**Absorption**) von CO₂ und andere Gaskomponenten aus Roh-Biogas eingesetzt werden. Der Prozess läuft dabei unter annähernd Umgebungsbedingungen (**Ambient**) und verspricht so eine große Robustheit, einfache Handhabung und geringen Energiebedarf. Weiterhin soll eine hohe Integration in die landwirtschaftliche Bioökonomie durch das verwendete Waschmittel gewonnen werden, das zukünftig aus betriebseigenen Substraten für die Biogaserzeugung hergestellt werden kann und mittels Rückführung in die Gasgewinnung (Fermenter) Kreisläufe schließt. Durch das Konzept und das verwendete Waschmittel ergeben sich so Vorteile, die sich positiv auf den Betriebsablauf, die Wirtschaftlichkeit und das Umsetzungspotential der Technologie auswirken. Speziell für Aufbereitungskapazitäten kleiner 250 m³ i.N. h soll so ein kostenoptimierter Betrieb ermöglicht werden. Tab. 2 zeigt hierzu die Vorteile und Nachteile im Vergleich zu anderen Aufbereitungsverfahren.

Tab. 2: Gegenüberstellung des Triple-A-Verfahrens mit etablierten Technologien (Auswahl)

Technologie	TripleA	Membran	Aminwäsche/ Chem. Wäschen
Bestand im Bereich (<250 Nm ³ /h) (dena 2019b)	-	2	8
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> •Robust → Geringe Wartungskosten •Umgebungsbedingungen → einfach und geringe Anforderungen •Umweltfreundlich → Betriebsmittel biologisch, in BGA Kreislaufwirtschaft integrierbar 	<ul style="list-style-type: none"> •Gut skalierbar •Einfacher Aufbau •Keine Chemikalien oder Lösungsmittel 	<ul style="list-style-type: none"> •Geringer Strombedarf •Geringer Methanschluß •Komplette Entfernung von H₂S möglich •Keine hohen Drücke erforderlich
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> •Unerprobt & niedriger Entwicklungsstand 	<ul style="list-style-type: none"> •Hoher Strombedarf •Standzeiten Membranen •Methanschluß → muss mehrstufig ausgeführt werden 	<ul style="list-style-type: none"> •Wärme-bedarf •Hoher Regenerationsaufwand •Chemische Abfälle

2.1 Verfahrenstechnische Entwicklungen vom Labor zum Technikum

In dem Projekt soll das Verfahren vom Labor- bis zum Technikumsmaßstab entwickelt werden und abschließend auch als Demonstrationsanlage an einer Praxis BGA erprobt werden. Als erster Entwicklungsschritt sollen verschiedene Amin-Lösungsmittel einzeln sowie deren Mischungen als Absorptionsmittel unter verschiedenen Laborbedingungen erprobt werden, um den Prozess zu optimieren. Ein Kurzscreening wird hinsichtlich ihrer Absorptionseigenschaften durchgeführt. Dafür wurde eine kontinuierlich arbeitende Laboranlage zur Absorption und Desorption aufgebaut (Abb. 2).

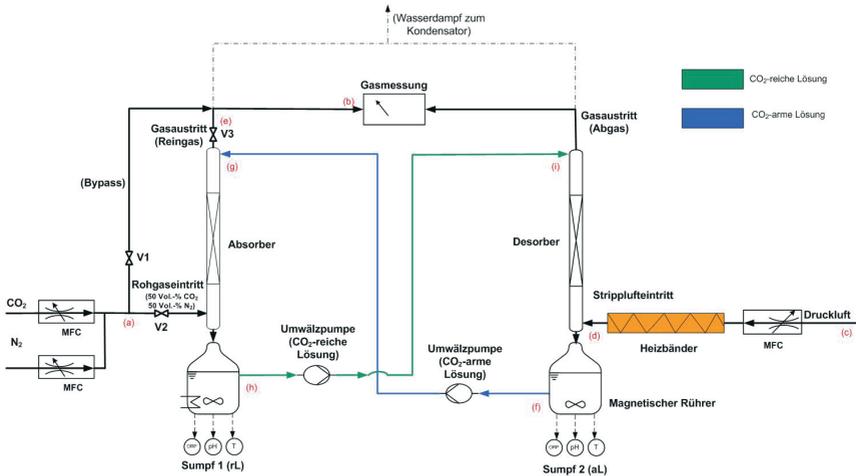


Abb. 2: Versuchsaufbau der kontinuierlich arbeitenden Laboranlage

Im Folgenden wird der Prozess anhand des Prozessschaubilds erläutert: Die Lösung wird mit zwei identischen Peristaltikpumpen kontinuierlich vom Absorber zum Desorber und wieder zurück gepumpt. Die CO₂-reiche Lösung im Sumpf 1 wird durch eine Heizplatte bis zur geforderten Desorptionstemperatur erwärmt. Im Vergleich dazu wird die CO₂-arme Lösung im Sumpf 2 (vorübergehend) durch die Umgebungstemperatur abgekühlt.

- a-b: Vor Beginn des Versuchs wird das synthetische Biogas (50 Vol.-% CO₂ und 50 Vol.-% N₂) durch einen Bypass zum Infrarot-Gasanalysator geführt, um die Anfangskonzentration einzustellen und kontinuierlich aufzuzeichnen.
- c-d: Außerdem wird die Druckluft durch Heizbänder gleichzeitig vorgewärmt, um den Wärmeverlust in der Desorptionseinheit zu reduzieren.

- a-e: Hat die Lösung im Sumpf 1 die gewünschte Temperatur erreicht und ist die CO₂-Konzentration des Rohgases bei 50 Vol.-% stabil, wird das Ventil im Bypass (V1) geschlossen und die Ventile V2 und V3 geöffnet.
- f-g, h-i: Gleichzeitig werden die Umwälzpumpen eingeschaltet und somit die CO₂-reiche und CO₂-arme Lösung im Gegenstrom zum Gas in den Absorber bzw. Desorber geführt.

Die aus den beiden Kolonnen (Absorber und Desorber) austretenden Gase werden zuerst über den Kühler geführt, um den Austrag von Wasser zu minimieren und einen Verlust der Lösung zu vermeiden. Anschließend werden die Gase in den Analysator geleitet, damit die CO₂-Konzentration der Austrittsgase (Reingas und Abgas) kontinuierlich gemessen und über eine PC-Schnittstelle aufgezeichnet werden kann.

In Tab. 3 sind die Betriebsparameter der Inbetriebnahme aufgeführt. Die Versuche wurden zuerst mit 3 L 1-molaren Lösung an K-Threonin als Referenz-Gaswaschlösung durchgeführt.

Tab. 3: Übersicht der Versuchsbedingungen

Kategorie		Anmerkung
Gas	Rohgas	3 l/min (50 Vol.-% CO ₂ , 50 Vol.-% N ₂)
	Strippluft	3 l/min Druckluft
		Vorwärmung mit Heizbänder (55°C, 60°C und 70°C)
Lösung	Umlauf	195 ml/min
	Reiche Lösung	55°C, 60°C und 70°C
	Arme Lösung	Abkühlung durch die Umgebungstemperatur
	Probenahme	jede Stunde

2.2 Ermittlung der Umsetzungspotenziale und Bedeutung für einen Ausbau der Biomethanproduktion in Deutschland

Neben der experimentellen und technischen Entwicklung des TripleA-Verfahrens wird im Projekt, die Technologie einer ökonomisch-ökologischen Analyse unterzogen, ein Vergleich mit anderen Gasaufbereitungstechnologien sowie eine Risikoanalyse und systemanalytisch Einordnung in Bezug zu den Potenzialen für einen Beitrag zum Ausbau der Biomethanproduktion in Deutschland und den damit verbundenen Zielen Dekarbonisierung des Energie- und Verkehrssektors

Dazu wird die TripleA-Technologie in das bestehende Modell „BGP-REPOMOD“, das zur Analyse und Bewertung von Repowering und Folgekonzepten für die Post-EEG Phase des heterogenen BGA Bestandes entwickelt wurden (siehe Abb. 3), integriert und analog zu den bereits implementierten Aufbereitungstechnologien (Membran, chemische Wäsche und Kryogen) mit entsprechenden

Parametern und Bilanzen modelliert. Weiterhin sollen die verfügbaren Bereitstellungskonzepte wie die Netzzeinspeisung oder lokale Kraftstoffbereitstellung erweitert werden. Die dafür notwendigen Weiterentwicklungen betreffen dabei vor allem die Module der Repowering Integration und Substratoptimierung. Letztere hat speziell unter den unterschiedlichen Zielstellungen und Anforderungen der KWK und Biomethanmärkte Einfluss. So werden nun neben den Kosten mit dem Substrateinsatz verbundenen Erlösoptionen wie die THG-Quoten in der Substratoptimierung berücksichtigt.

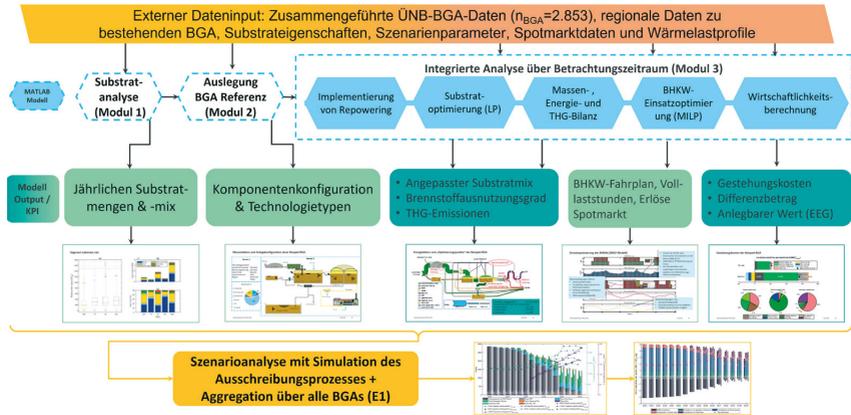


Abb. 3: Übersicht des IER Betriebsmodells „BGP-REPOMOD“ zur Analyse von Repowering und Folgekonzepten für den Bestand auf Anlagenebene.

3 Ergebnisse der Inbetriebnahme der Laboranlage

In Abb. 4 sind die Absorptions- (a) sowie Desorptionskurve (b) der CO₂-Konzentration des Austrittsgases über die Dauer des Betriebs bei verschiedenen Reaktionstemperaturen dargestellt.

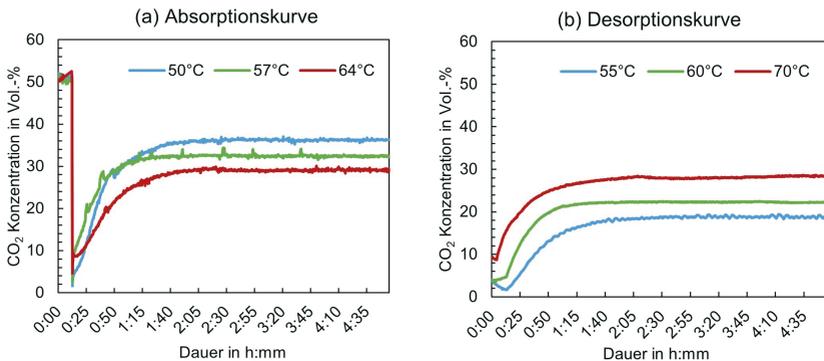


Abb. 4: Verlauf der CO₂-Konzentration im Austrittsgas vom Absorber (a) bzw. Desorber (b), entsprechende Reaktionstemperaturen (Ab/De) sind 50 °C/55 °C, 57 °C/60 °C und 64 °C/70 °C

Durch die Desorptionskurve (b) kann man sehen, dass nach dem Betriebsstart durch das Umschalten des Ventils die CO_2 -Konzentration im Abgas langsam ansteigt. Da die Desorptionsgeschwindigkeit niedriger als die Absorptionsgeschwindigkeit ist, steigt die CO_2 -Konzentration im Reingas allmählich an, bis die Absorption und die Desorption einen Gleichgewichtszustand erreicht, den so genannten stationären Betriebszustand. Zu diesem Zeitpunkt bleibt die CO_2 -Konzentration des Reingases bzw. des Abgases stabil.

Nach der Inbetriebnahme wurde der Einfluss der Reaktionstemperatur auf das Absorptions- sowie das Desorptionsverhalten untersucht. Es ist deutlich zu erkennen, dass es vom Betriebsstart bis zum stabilen Betrieb ca. 2,5 h gedauert hat und die Reaktionstemperatur dabei keine große Rolle gespielt hat. Auffällig ist aber, dass im Vergleich zu anderen Versuchen bei niedrigeren Reaktionstemperaturen der Versuch bei Temperaturen (Ab/De) $64\text{ }^\circ\text{C}/70\text{ }^\circ\text{C}$ eine größere Abscheidung von CO_2 im Rohgas sowie höhere CO_2 -Desorptionsfähigkeit erreicht, welche in Abb. 5 deutlicher zu erkennen ist. Mit zunehmende Absorptionstemperatur steigt die CO_2 -Abscheidung von 29 % auf 41 % und der CO_2 -Gehalt im Abgas von 18,6 Vol.-% auf 28,2 Vol.-% an. Aufgrund des geringen Temperaturunterschieds zwischen Absorber und Desorber, nämlich ca. $3\text{ }^\circ\text{C}$ bis $6\text{ }^\circ\text{C}$, lassen sich die optimalen Absorptions- und Desorptionstemperaturintervalle jedoch nicht genau bestimmen. Die Nachrüstung eines Kühlers und eines Wärmeübertragers zwischen Absorber und Desorber bietet daher eine Optimierungsmöglichkeit für die weiteren Versuche. Außerdem konzentrierte sich die bisherige Auswertung nur auf den CO_2 -Gehalt im Gas. Für die weitere Optimierung der Gaswäsche steht auch die CO_2 -Beladung der Lösung im Schwerpunkt der weiterführenden Untersuchungen.

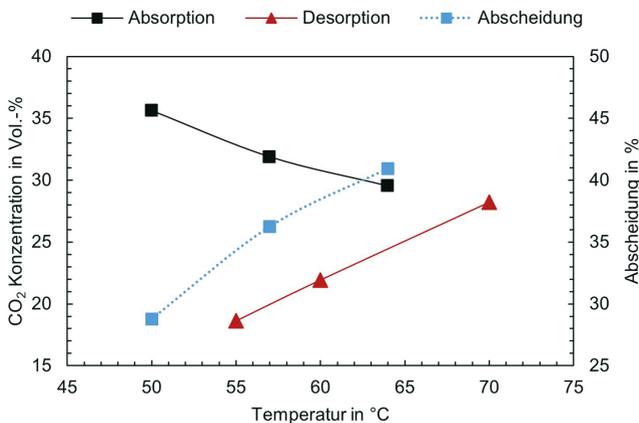


Abb. 5: Vergleich die CO_2 -Konzentration des Austrittsgases und Abscheidung von CO_2 in kontinuierlichen Versuchen bei unterschiedlichen Reaktionstemperaturen, entsprechende Reaktionstemperaturen (Ab/De) sind $50\text{ }^\circ\text{C}/55\text{ }^\circ\text{C}$, $57\text{ }^\circ\text{C}/60\text{ }^\circ\text{C}$ und $64\text{ }^\circ\text{C}/70\text{ }^\circ\text{C}$.

*Alle Daten sind Mittelwerte im stabilen Betrieb.

4 Fazit

Auch wenn wie in der Einleitung dargestellt, die aktuellen Rahmenbedingungen eine Nachfrage und Anreize für Biomethan vorliegen, besteht auch durch die Konkurrenzsituation zum EEG und der VorOrt KWK weiterhin ein hoher Bedarf Kosten zu senken und geeignete Technologien speziell für kleinere BGA zu entwickeln und bereitzustellen. Die Entwicklung des TripleA Verfahrens hat Potential diese bestehende Lücke zu schließen. Erste Ergebnisse der aufgebauten Laboranlage sind dabei vielversprechend. So konnte die CO₂-Konzentration des Reingases im stabilen Betrieb unter Testbedingungen eine Abscheideleistung von 41 % erreicht werden. Das Ergebnis des Versuchs bietet weitere Optimierungsmöglichkeiten, wie zum Beispiel der Aufbau der Wärmeübertrager sowie die Installation des Kühlers für die desorbierte Lösung zwischen Absorber und Desorber für die bessere Kontrolle der Reaktionstemperatur.

Literatur/Quellen

- B+V Energie Consulting (Hg.) (2022): Strompreisentwicklung Terminmarkt 2022 - 2026 Deutschland. Online verfügbar unter https://buv-consulting.de/uploads/strompreis_future.pdf.
- Beyrich, Wiebke; Kasten, Julia; Krautkremer, Bernd; Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Schmalfuß, Tina et al. (2019): Verbundvorhaben: Effiziente Mikro- Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Schlussbericht. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Fraunhofer IEE; DBFZ; DBI; dena.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2017): Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2019): Dialogprozess Gas 2030. - Erste Bilanz -.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hg.) (2020): Roadmap Gas. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2021): Biogaspartner Einspeiseatlas Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>, zuletzt aktualisiert am 26.01.2022.
- Focht, Peter (2020): Shell setzt auf klimaneutrales LNG. Hg. v. Energie & Management GmbH. Online verfügbar unter <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/suche/detail/shell-setzt-auf-klimaneutrales-lng-136772>, zuletzt aktualisiert am 14.07.2020.
- Intercontinental Exchange, Inc. (ICE) (Hg.) (2022): Dutch TTF Gas Futures. Online verfügbar unter <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5600523&span=3>, zuletzt aktualisiert am 22.04.2022.
- Güesewell, Joshua; Scherge, Katharina; Holstenkamp, Lars; Vincent, Lynn; Eltrop, Ludger (2021): Extending the operation of existing biogas plants: Which follow-up concepts will prevail? In: *Frontiers in Energy Research* (Volume 9). DOI: 10.3389/fenrg.2021.719697.

Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Siemens Gas and Power (11.06.2020): Siemens partners with Total to advance concepts for low-emissions LNG production. München. Janet Ofano. Online verfügbar unter <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-partners-total-advance-concepts-low-emissions-lng-production>, zuletzt geprüft am 14.07.2020.

Thüga (Hg.) (2019): Klimaschutz: Jetzt handeln! Mit unserem Fünf-Punkte-Plan für erneuerbares Gas. Positionspapier.

Völler, Klaus (2020): Branchenbarometer Biomethan 2020. dena-Analyse. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Danksagung

Die Arbeiten werden im Rahmen des Projektes TripleA (FKZ: 2220NR161A/B) durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Kontakt

Joshua Güsewell

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Heißbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Jianing Song

Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Pfaffenwaldring 23,
70569 Stuttgart

✉ joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de | 🌐 <https://www.ier.uni-stuttgart.de>

✉ jianing.song@ifk.uni-stuttgart.de | 🌐 <https://www.ifk.uni-stuttgart.de/>

Modulation der Viskosität von trockengeschädigtem Mais in Bestandsanlagen

Ein dual wirkender Prozessoptimierer: ALGEAZYM Faser

Zusammenfassung: Die aktuelle Krise auf dem Nahrungsmittelsektor stellt die Energiewirte zunehmend vor das Problem der Substratauswahl. Folglich müssen energiereiche und leicht zu vergärende Substrate substituiert werden (beispielsweise Hühner trockenkot, Maisstroh u.Ä.). Daraus resultiert eine hohe Raumlast, die Ansprüche an die Technik und die Prozessbiologie stellt. Im Folgenden wird ein Lösungsansatz aufgezeigt, wie Substrate trotz geringerer Verdaulichkeiten besser aufgeschlossen und die Rührdynamik der Biogasanlage mit einem kombinierten Produkt aus Alge und Enzymen wiederhergestellt werden kann.

Abstract: The current crisis in the food sector is increasingly presenting energy producers with the problem of substrate selection. Consequently, energy-rich and easy-to-ferment substrates must be substituted (e.g. dried chicken manure, corn straw, etc.). This results in a high loading rate, which places demands on the technology and process biology. In the following, a solution is shown how substrates can be broken down better despite less digestibility and how the stirring dynamics of the biogas plant can be restored with a combined product of algae and enzymes.

1 Trockenstress im Mais

[1] Laut den Auswertungen ist in Deutschland die erntebare Maisfläche 2021 um 5,7 Prozent auf etwas mehr als 2,5 Mio. Hektar [2] gesunken. Der größte Teil der mit Silo- und Körnermais bestandenen Ackerfläche dient der Futtermittelgewinnung. Damit beträgt der Anteil für die Biogasproduktion in etwa 25 % der kompletten Maisfläche (0,88 Mio. Hektar). So stellt für den nationalen Raum weiterhin der Mais das meist genutzte Biogassubstrat dar [3]. Dieser Sachverhalt zeigt sich bei niederschlagsarmen Jahrgängen deutlich. Im Vergleich zu anderen Pflanzenarten stellt Mais zwar vergleichsweise geringe Wasseransprüche an den Standort [4]. Als C4-Pflanze profitiert der Mais durch eine erhöhte Stoffwechselaktivität und kann auch mit vergleichsweise wenig Wasser hohe Erträge bilden. Doch auch die Stresstoleranz der Maispflanze ist endlich. Zu lange und zu intensive Trockenphasen können den Bestand gefährden. Besonders kritisch ist hierbei Trockenheit und Hitze zum Zeitpunkt der Blüte. Trockenstress nach der Blüte führt zu einer reduzierten Kornausbildung. Bei zu großer Trockenheit wird die Umwandlung (Assimilation) von Nährstoffen in das Korn eingeschränkt. So werden Kornanlagen trotz vorhandener Befruchtung nicht oder unvollständig ausgebildet. Folgen sind ein geringer Kornertrag – beziehungsweise Korn-

anteil – und kleine Körner mit geringerem Tausendkorngewicht (TKG). Da die Kornausbildung an der Kolbenbasis startet, nimmt die Kornausbildung zur Kolbenspitze hin ab. Die so entstandenen schlecht befruchteten oder gar kolbenlosen Bestände werden hier nicht weiter behandelt. Dennoch weist bedingt durch die zunehmende Trockenheit, die Maissilage regional starke Schäden auf.

Diese Schäden resultieren in verminderten Stärke- und erhöhten Rohfaser- und Trockenmassegehalten. Die Maissilagen aus 2021 zeigen oft eine ungünstige Veränderung der nutritiven Inhaltstoffe. Dieser Sachverhalt bringt wiederum eine Veränderung der Zellwandeigenschaften und die Reduktion der ELOS (Enzymlösliche organische Substanz) mit sich. Bedingt durch die vergleichsweise geringen Stärkegehalte und die relativ niedrige Verdaulichkeit (n 2021 = 1.172 mit Mittelwert ELOS 65,6 % bei 34,7 % TS zu n 2020 = 3.547 mit Mittelwert ELOS 67,7 % bei 33,2 % TS) liegen die Energiegehalte eher im unteren Bereich. Tab. 1 stellt dies mit den auf Trockenmasse korrigierten Ergebnissen dar.

Tab. 1: nutritive Inhaltstoffe beispielhafter Maissilagen aus zwei Kalenderjahren

Probenmaterial aus n	Maissilage	Maissilage	
Erntejahr	2021	2020	
TM (korrigiert)	34,70	33,20	%
Rohasche	2,80	2,43	% in TM
Rohprotein	7,34	7,77	% in TM
Rohfaser	21,41	19,11	% in TM
Stärke	28,73	31,23	% in TM
Zucker	<0,5	<0,5	% in TM
Rohfett	3,18	3,25	% in TM
(a)NDF _{om} (organische Neutral-Detergenz-Faser)	39,26	41,40	% in TM
ADF _{om} (organische Säure-Detergenz-Faser)	22,58	24,55	% in TM
ELOS (enzymlösliche Substanz)	65,60	67,70	% in TM
EULOS (enzymunlösliche Substanz)	33,91	31,54	% in TM

2 Die Folgen des trockengeschädigten Maises

Bundesweit wurden in der Beratung für die Maissilage 2021 weit unterdurchschnittliche, spezifische Biogaserträge festgestellt. Dieser Sachverhalt bringt unweigerlich eine Reduzierung der effektiven Verweilzeit der Maissilage mit sich, da Betreiber mehr Inputmaterial zur Erreichung des Outputs füttern. Im Umkehrschluss stellen sich inhomogene Fermenter und erhebliche Mängel in der Durchmischung ein. Immer resultieren diese Sachverhalte in einem gesteigerten Eigenstromanteil durch höheren Rühraufwand und vermehrte Pumpleistung. Weiter führen bedingt durch die Beanspruchung Wartungsarbeiten und Verschleißerscheinungen zu zusätzlichen Kosten.

Die Probleme ziehen sich bis an das Ende der Prozesskette: Verstopfungen und Verzopfungen durch den netzartigen Aufbau von Faserbestandteilen in der Ausbringtechnik auf dem Feld durch unzureichenden anaeroben Abbau.

3 Praxisnahe Lösung des trockenen Maises in hoch-viskösen Anlagen unter Verwendung eines Kombinationsproduktes

Für die Betreiber hat der Einsatz der trockenen Substrate erhebliche wirtschaftliche Einbußen. Im Abschlussbericht des Umweltbundesamtes [8] wird explizit auf die substratinduzierten Probleme vor allem im Hinblick auf die Rührdynamik eingegangen.

Beispielhaft wird hier eine Biogasanlage mit Flüssigfütterung vorgestellt die aufgrund nicht pumpbaren Fermenterinhalt die angestrebten Fütterungsmengen nicht dosieren konnte und demzufolge mit eingeschränkter Last (50 % der Bemessungsleistung) betrieben wurde [Anlagendaten: 1.800 W el; zweistufige Betriebsweise; Prozesstemperatur von 47° C; 3.800 m³ Nettovolumen; Tagesration 57 t Maissilage, 20 t Rindermist, 20 t Hühner trockenkot, 10 m³ Schweinegülle].

Tab. 2: Gegenüberstellung der Verfahrenstechnischen Parameter vor und nach dem Produkteinsatz und der damit verbundenen Modulation der Viskosität

09.01.2022 vor dem Einsatz der Fließverbesserer	Raumbelastung HF [kg oTS/(m³ * Tag)]	theor. Verweilzeit HF [Tage]	prakt. Verweilzeit HF [Tage]	theor. TS-Gehalt im Fermenter %
	2,55	120	159	10,40
09.01.2022 vor dem Einsatz der Fließverbesserer	Raumbelastung gesamt [kg oTS/(m³ * Tag)]	theor. Verweilzeit [Tage]	prakt. Verweilzeit [Tage]	theor. TS-Gehalt im Endlager %
	1,07	284	376	8,32
25.02.2022 nach dem Einsatz der Fließverbesserer Soll-Zahlen laut [8]	Raumbelastung HF [kg oTS/(m³ * Tag)]	theor. Verweilzeit HF [Tage]	prakt. Verweilzeit HF [Tage]	theor. TS-Gehalt im Fermenter %
	5,68	54	72	12,95
25.02.2022 nach dem Einsatz der Fließverbesserer Soll-Zahlen laut [8]	Raumbelastung gesamt [kg oTS/(m³ * Tag)]	theor. Verweilzeit [Tage]	prakt. Verweilzeit [Tage]	theor. TS-Gehalt im Endlager %
	2,40	128	170	10,36
25.02.2022 nach dem Einsatz der Fließverbesserer Soll-Zahlen laut [8]	Soll-Strom-produktion [kWh/d]	Soll-Leistung [kW]	Ist-Leistung [kW]	Vergleich Soll/Ist [%]
	41967	1749	1800	2,94

Zunächst wurde mittels Impulsgabe von ALGEAZYM FASER das Hydrationsverhalten und damit verbunden die Homogenität im Fermenter eingestellt und eine erste Faserspaltung angeregt.

Die daraus resultierende Pumpfähigkeit (Zuführungspumpe) des Fermentermaterials nach dem zweiten Tag ermöglichte eine Erhöhung der Fütterung (Anmischen des Fermenterinhalt mit Substrat). Darauf folgend wurde das bisher nur unzureichend vergorene Material mit Hilfe der Enzymwirkung aufgeschlossen, und das Quellvermögen beschleunigt, so dass das Substrat von den Bakterien weiter verstoffwechselt wurde, bis nach 25 Tagen Vollastbetrieb erreicht werden konnte, ohne technische Maßnahmen zu ergreifen. Die folgende Abb. soll die Fütterungsmenge, die daraus erzeugte Leistung als auch den Produkteinsatz aufzeigen.

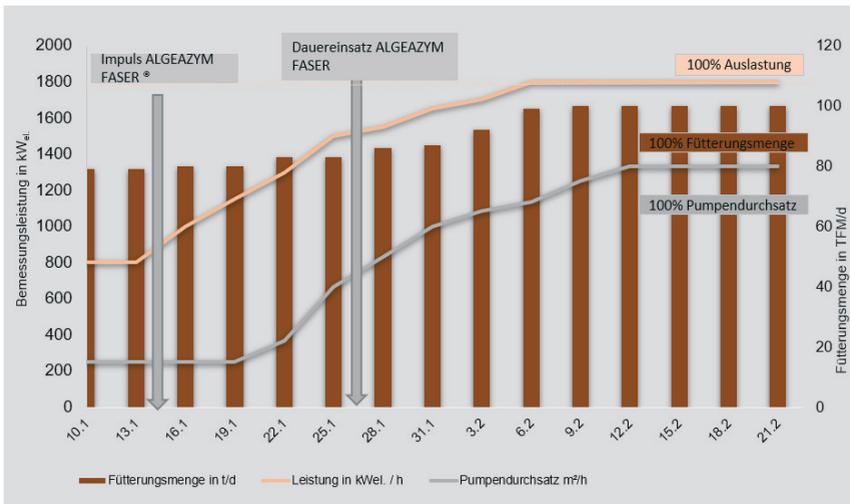


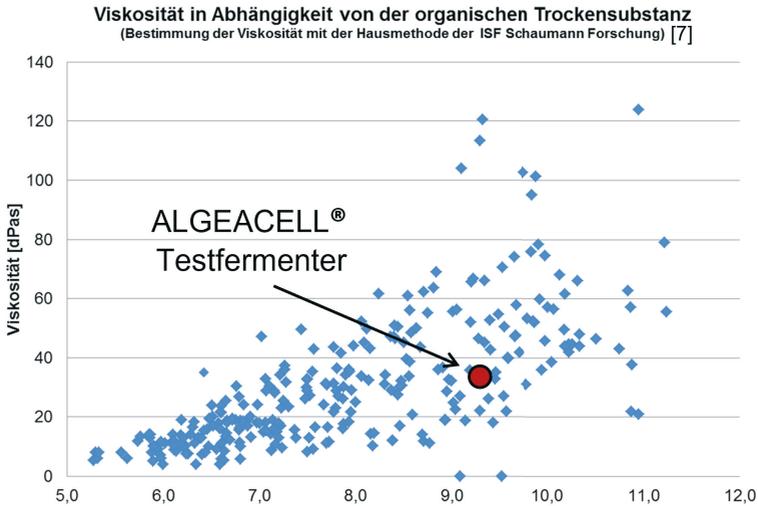
Abb. 1: Steigerung der Fütterungsmenge um die gewünschte Leistung der Anlage im Zeitraum von 25 Tagen durch den Einsatz eines kombinierten Algen-/Enzymprodukts sicherzustellen

Festzustellen ist im Praxisbeispiel, dass ohne Wirkstoffe ein stabiler und optimaler Abbauprozess nicht mehr erreicht werden konnte, und daher Havarie-ähnliche Maßnahmen hätten ergriffen werden müssen. Ein näherungsweise Vergleich lässt sich aufstellen wenn man den Einsatz eines externen Rührwerks kalkuliert. Hinzu kommt in vielen Fällen noch der Zusatz von Wasser als „Hilfsmittel“, um den Fermenterinhalt wieder pumpfähig zu machen, was wiederum eine Verringerung der Verweilzeit des Substrates bewirkt. Der damit einhergehende Energieverlust kann weiter beziffert werden. Die Leistung der Arbeitsstunden und der anlagenspezifische Eigenstrombedarf müsste ebenfalls in die Kostenrechnung mit aufgeführt werden, da dieser anhand der ermittelten Stromaufnahme der besprochenen Anlage bei +30 % über dem Normalbetrieb lag.

4 Erläuterung der Wirkungsweise der Produktkombination eines Algenproduktes und Enzymkomplexes

Die Herausforderungen, die der trockengeschädigte Mais in wirtschaftlicher wie verfahrenstechnischer Hinsicht bietet, lassen sich durch die Kombination eines speziell an die Zellwandeigenschaften trockengeschädigter Maissilage angepassten Enzymkomplexes mit einem neuen Wirkstoff auf Basis von Braunalgen lösen. Trockengeschädigte Maissilage zeigt Zellwandeigenschaften, die die Wirksamkeit bisheriger kommerzieller Enzymprodukte herabsetzen. Für den enzymatischen Aufschluss war deshalb die Entwicklung eines neuen Enzymkomplexes auf Basis der Feststofffermentation notwendig, der neben den typischen hydrolytischen Enzymen vor allem über Esterasen verfügt, welche die Verbindungen zwischen den Polysacchariden untereinander und mit Lignin

lösen und dadurch das Wasseraufnahmevermögen der Zellwand entscheidend erhöhen. Hinzu kommt, dass durch die Verdunstung des Wassers im Zuge des Austrocknens der Maispflanzen die ansonsten mit Wasser gefüllten Mikrohöhlräume im Pflanzengewebe kollabieren. Dadurch ändert sich die physikalische Dichte der späteren Silage. Dies wiederum erhöht ihre Auftriebsgeschwindigkeit im Fermenter, induziert eine Entmischung des Fermenterinhalt und reduziert damit ihre effektive Verweilzeit in der flüssigen Phase. Silagepartikel können sich auch zu Schwimmschichten ansammeln und tragen dann nicht mehr zur Biogasproduktion bei. Dem Sachverhalt der Entmischung kann durch die Kombination mit dem neuen Algenwirkstoffkomplex ALGEACELL® entgegengewirkt werden. Generell umfassen Algen eine große Vielfalt photosynthetisch aktiver Organismen, die ihre Biomasse aus Kohlenstoff, Wasser und Mineralstoffen generieren. Aus dem Meer schöpfen sie ein beispielloses Spektrum an Makro- und Mikro-nährstoffen sowie Vitaminen. Die Braunalge, die im besprochenen Verwendung findet, *Ascophyllum nodosum*, ist darüber hinaus reich an marinen Tanninen und Polysacchariden, wie zum Beispiel Alginat, dem β -Glucan Laminarin und Fucoidan. Diese Inhaltsstoffe sind bekannt für ihre präbiotischen und immunmodulierenden Effekte. Weiterhin ist die Braunalge reich an dem sulfatierten Polysaccharid Ascophyllan, welches antimikrobielle Eigenschaften besitzt. Durch einen innovativen Produktionsprozess gelingt es, das gesamte Wirkspektrum der verschiedenen Inhaltsstoffe von *Ascophyllum nodosum* nutzbar zu machen. Nach der Ernte aus dem Meer durchlaufen die Algen zunächst einen standardisierten Quellprozess, der die rheologischen Eigenschaften des Materials durch die Freisetzung der löslichen Faserkomponenten Laminarin, Alginat und Fucoidan positiv beeinflusst. Diese beeinflussen das Retentions- und Quellverhalten des Fermentermaterials positiv und erhöhen dessen Homogenität und Viskosität. Hierzu zeigt die Abb. 2 den Zusammenhang der Viskosität [dPas] und der organischen Trockensubstanz [TS % FM]. Mit steigender TS nimmt die Viskosität in den untersuchten Biogasfermentern signifikant zu. Der mit ALGEACELL® supplementierte Fermenter hält eine deutliche Herabsenkung der Viskosität auf über 4 Monate konstant bei ca. 35 dPas.



Durch angepasste Dosierung mit dem neuen, optimierten Enzymkomplex können die Auftriebseigenschaften der Maissilage im Fermenter so moduliert werden, dass die Verweilzeit der Silagepartikel erhöht und der enzymatische Abbau insgesamt deutlich verbessert wird. Zusammengefasst kann so die Durchmischung sichergestellt und die Substratausnutzung und der Nährstoffumsatz per Verweilzeit deutlich verbessert werden.

5 Fazit zur Modulation der Viskosität

Der Einsatz hydrolytischer Enzyme zur Optimierung des Biogasprozesses ist seit langem Stand der Technik [5]. Veränderte Eigenschaften der Inputstoffe, wie etwa der Zellwandeigenschaften, aufgrund klimatischer Veränderungen erfordern jedoch eine spezifische Optimierung und Neuanpassung der Enzymprodukte. Der enzymatische Abbau ist insbesondere erschwert, wenn sich auch die physikalischen Eigenschaften des Pflanzenmaterials signifikant ändern. Zwar sind kommerzielle Ansätze bekannt, welche die Bildung von Schwimmschichten dadurch mindern und den Abbau bereits bestehender Schwimmschichten dadurch fördern sollen, dass etwa Tenside dem Fermenterinhalt zugegeben werden, um die Oberflächenspannung des Wassers herabzusetzen und damit die Benetzbarkeit und Quellbarkeit des Pflanzenmaterials zu erhöhen. Tenside haben jedoch den Nachteil, dass sie negativ auf die mikrobielle Biomasse im Fermenter wirken können [6]. Zudem stellt sich die Frage der biologischen Abbaubarkeit dieser Stoffe und damit der Nachhaltigkeit. Alginat aus Braunalgen sind in dieser Hinsicht dagegen völlig unbedenklich. Zudem bestehen keinerlei technische Schwierigkeiten bezüglich der Mischbarkeit der beiden Komponenten. Durch die Herstellung des Enzymkomplexes der neuen Produkt-

kombination in der Feststofffermentation und des Algenwirkstoffkomplexes mittels eines umweltschonenden Aufschlussverfahrens, weist der hier vorgestellte neue Produktansatz zudem einen niedrigen CO₂-Footprint auf. Auf diese Weise besteht keine Gefahr, dass die Minderung der Folgen negativer klimatischer Veränderungen für die Biogasproduktion durch ein mangelndes Nachhaltigkeitspotenzial der eingesetzten Produkte erkaufte wird.

Der neue Produktansatz zielt auf den Betrieb von Biogasanlagen, bei denen Mais einen hohen Anteil an der Fütterung ausmacht und die unter zunehmend schlechten Qualitäten ihrer Maissilagen leiden. Hier besteht ständig die Gefahr einer Verschlechterung der Performance, der durch den Einsatz der neuen Produktkombination entgegengewirkt werden soll. Dies gilt sowohl prophylaktisch, als auch akut. Die Viskosität des Fermenterinhalt ist ein wichtiger Prozessparameter, der wesentlich zur Umsetzungsgeschwindigkeit der Inputstoffe, der Nährstoffübertragung innerhalb der Biozönose und maßgeblich auch zum Eigenstromanteil der Biogasanlage (Energieverbrauch der Rührwerke und Pumpen) beiträgt. Durch den Einsatz der neuen Produktkombination wird nun die Viskosität im Fermenter so moduliert, dass ein verminderter Auftrieb der Feststoffe erreicht wird und nachgeschaltet eine Regulierung der Rührleistung vollzogen werden kann, um Verschleißerscheinungen zu minimieren.

Literatur/Quellen

- [1] Kleffmann Digital RS GmbH, 2022
- [2] Statistisches Bundesamt, FNR (2021)
- [3] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2022)
- [4] KWS; 2022, aktuelle Sortenempfehlungen
- [5] Prozessoptimierung durch den Einsatz von Enzymen in Biogasanlagen Gülzower Fachgespräche (2010)
- [6] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Mikrobiologische Prozesse in landwirtschaftlichen Biogasanlagen Band 35 (2009)
- [7] Hausmethode der ISF Forschung: Messmethoden zur rheologischen Charakterisierung von Gärsubstrate; Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ 2013;11
- [8] KTBL: Wirtschaftlichkeitsrechner // <https://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=6BE863184C1D401E7153CD0ABBB028B7> (2022;01)
- [9] Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht Abschlussbericht 04/2020 Umweltbundesamt; 2020

Kontakt

Dr. Bettina Frauz, Vertriebsleitung
Dr. Jochen Blinn

Schaumann BioEnergy GmbH
An der Mühlenau 4, 25421 Pinneberg

☎ +49 (0)178.4321030 | ✉ frauz@schaumann-bioenergy.eu

Dr. Dirk Banemann

Tilco-Alginure GmbH
Holländerkoppel 1A, 23858 Reinfeld (Holstein)

Dr. Jürgen Lenz

Senzyme GmbH
Gierlichsstraße 6, 53840 Troisdorf

Mikroskopische Helden der Biogasbranche

Zusammenfassung: Das Streben nach umweltfreundlicher Energie und Wertstoffen hat in den letzten Jahren, gestärkt durch Wirtschaft und Politik, den Drang nach Innovation erheblich angeregt. Dieser Entwicklungsdrang findet sich in vielen Bereichen wieder, unter anderem in der Bioökonomie und insbesondere auch bei Biogasanlagen. Das Schlagwort „Mikrobiom“ ist im medizinischen Bereich bereits weit verbreitet und wird im populärwissenschaftlichen Bereich in zahlreichen Büchern diskutiert. Dies unterstreicht das große gesellschaftliche Interesse an diesem Thema. Neben diesen Erkenntnissen gewinnt das Mikrobiom im Bereich der Bioenergien zunehmend an Bedeutung. In den letzten Jahren sind in hochrangigen, internationalen Fachjournalen zahlreichen Artikel erschienen, welche aufzeigen, dass Biogasanlagen wahre Superhelden unter den Mikroorganismen beherbergen. Die hohe Diversität wurde bereits in zahlreichen Publikationen diskutiert. Trotz dessen wird das Mikrobiom als „Blackbox“ betrachtet. Wissenschaftler weltweit versuchen diese Blackbox aufzulösen und hierbei traten einige Überraschungen auf. Dieses neue Wissen könnte den Grundstein für neue Konzepte der Prozesssteuerung legen. Ziel der vorliegenden Arbeit ist in diesem Zusammenhang eine Kurzübersicht über mikrobielle Innovation im Zusammenhang mit anaeroben Mikrobiomen.

1 Die Entdeckung des Mikrobioms

Für viele Menschen mag das Wort Mikrobiom zum jetzigen Zeitpunkt höchst innovativ erscheinen. In den letzten Jahren sind einige populärwissenschaftliche Bücher zu diesem Thema entstanden, vor allem im Hinblick auf die Medizin. Beispiele sind „Die Stille Macht des Mikrobioms“ von Jens Lauterzeller (2021), „Das Mikrobiom“ von Robynne Chutkan (2017) oder Darmbakterien als Schlüssel zur Gesundheit von Katharina Zschocke (2019). Tatsächlich wird das Mikrobiom bereits seit den 90er Jahren erforscht. Es wurde 1988 durch Whipps et al. im Zusammenhang mit Pflanzenkrankheiten eingeführt. Ein Aufschwung bekam die Erforschung der Mikrobiome mit der Entwicklung von Technologien zur Hochdurchsatzsequenzierung („Next generation sequencing“), welche 2005 erstmalig auf den Markt kamen (<https://the-dna-universe.com>, besucht am 18.03.2022). Von diesem Zeitpunkt an war es möglich, in kurzer Zeit tausende DNA-Sequenzen abzulesen. Dies erlaubte einen Einblick in die mikrobielle Vielfalt zahlreicher Mikrobiome. Mittlerweile werden Mikrobiome in allen Bereichen der Erde untersucht, unter anderem im Wasser (Bruno et al., 2018), in der Erde (Geisen, 2021) oder der Luft (Leung et al., 2021). Dabei werden immer ungewöhnlichere Orte auf das Vorkommen von Mikroorganismen erkundet. Es gibt wissenschaftliche Journale, welche sich ausschließlich auf spezielle Mikrobiome fokussieren. Beispiele dafür sind die Journale „Microbiome“, „Human Micro-

biome Journal“ oder „Environmental Microbiomes“. Erst kürzlich wurde der IG-Nobelpreis für Ökologie für die Erforschung des Kaugummi Bakterioms verliehen (<https://improbable.com/ig/winners/#ig2021>, besucht am 18.03.2022). Darüber hinaus steigt das Interesse an anaeroben Mikrobiomen, wie wir sie in Biogasanlagen finden. Bei Suchanfragen auf gängigen Datenbanken wie Web of Science oder NCBI werden unter den Schlagworten „anaerobic digestion“ + „microbiome“ bereits mehrere tausend Einträge gelistet.

2 Mikroskopische Helden

2.1 Wie viele Mikroorganismen leben in einer Biogasanlagen?

Herzstück einer jeden Biogasanlage ist der enthaltene Schlamm. Biogasanlagen mögen technisch immer ausgereifter werden, aber dennoch verbleiben die wesentlichen Arbeitsschritte der Biogasbildung bei den beteiligten Mikroorganismen. Neue Reaktorkonfigurationen oder Techniken zur Aufbereitung können natürlich helfen, diesen Kleinstarbeitern, von denen es Unzählige gibt, die Arbeit zu erleichtern. Ein guter Orientierungswert liegt bei 10^{10} Mikroorganismen pro Milliliter. Damit leben in einem Milliliter anaerobem Schlamm mehr Mikroorganismen als Menschen auf unserem Planeten. Bei einer 1000 m^3 Anlage wären es bereits 10^{19} Mikroorganismen. Wenn wir es schaffen, diese immense Arbeitskraft sinnvoll einzusetzen, stünden zahlreiche Mitarbeiter im mikroskopischen Maßstab bereit, um unsere Pläne einer wachsenden Bioökonomie Wirklichkeit werden zu lassen. In den letzten Jahren wurden einige exotische Mikroorganismen in Biogasanlagen entdeckt, welche zukünftig für Forschung und Industrie relevant sein könnten. Einige herausragende Beispiele sollen im Folgenden vorgestellt werden.

2.2 Das Leben am energetischen Minimum

In den letzten Jahren wurden einige interessante Mikroorganismen gefunden, die Biogasanlagen zu einem besonders spannenden Lebensraum machen. Ein, insbesondere für Biochemiker, relevantes Thema ist hier das Enzym „ATP-Synthase“: In anaeroben Schlämmen kommen sogenannte „syntrophe“ Mikroorganismen vor, welche am energetischen Minimum leben. Das Schlüsselenzym zur Bereitstellung von Energie ist in allen Lebewesen die ATP-Synthase. Vereinfacht gesprochen, funktioniert sie wie eine Wasserkraftturbine, welche anstelle von Wasser mit Protonen angetrieben wird. Pro Energieäquivalent ATP (Adenosintriphosphat) werden drei Protonen gebraucht. Im Biogasprozess gibt es hier gleich zwei Ungewöhnlichkeiten. Bei syntrophen Mikroorganismen ist das Konzentrationsgefälle für Protonen mitunter so gering, dass drei Protonen nicht zur Energieproduktion ausreichen. Dennoch findet die ATP-Bildung statt. Es wird vermutet, dass entgegen der allgemeinen Meinung bei geringem Konzentrationsgefälle eine ATP-Bildung mit einer Translokation von vier oder fünf Protonen möglich ist (Schink & Stams, 2006). Darüber hinaus wird bei den methanogenen Archaeen eine Sonderform des Enzyms beobachtet, welches anstelle

von Protonen mit Natrium angetrieben wird. Es sind nur wenige mikrobielle Vertreter bekannt, welche diese spezielle ATP-Synthase nutzen. Eine detaillierte Betrachtung hierzu gab es 2008 unter dem Titel „The past and present of sodium energetics: May the sodium-motive force be with you“ (Mulkidjanian et al.). Die Na^+ -abhängige ATP-Synthase sowie abweichende Mengen in der Protonentranslokation machen Biogasanlagen zu einem exotischen Lebensraum, welcher uns zukünftig mehr Einblick in den Energiestoffwechsel in Lebewesen ermöglichen könnte.

2.3 Eingeschränkter Stoffwechsel, aber abbaueffizient?

Ebenfalls für Biochemiker interessant sind Bakterien der CRP-Gruppe („Candidate Phyla Radiation“). Hierbei kann das *Gracilibacterium* (BD1-5) hervorgehoben werden. Dieses wurde vor kurzem beim Abbau von Erdölkontamination im Golf von Mexiko beobachtet (Quéméneur et al., 2019). Durch seine geringe Größe ist von Nanobakterien die Rede. Es ist allein nicht lebensfähig, es fehlen wichtige Stoffwechselwege und man vermutet, dass es angedockt an anderen Bakterien durch deren Stoffwechselprodukte am Leben gehalten wird. Die Tatsache, dass andere Bakterien sich die Mühe machen, *Gracilibacterium* beim Abbau von schwer abbaubaren Substraten am Leben zu erhalten, könnte mit besonderen Abbaufähigkeiten dieser Nanobakterien verbunden sein. Hierzu sind noch keine konkreten Daten bekannt. Für die Biogasindustrie wird das *Gracilibacterium* in diesem Zusammenhang interessant, da es in Gemeinschaft mit methanogenen Archaeen gefunden wurde (Quéméneur et al., 2019). Wäre es möglich, dass *Gracilibacterium* in einem methanogenen Mikrobiom am Abbau komplexer Substrate im Biogasprozess beteiligt ist?

2.4 Anaerobe Pilze

Erst seit den 1970er Jahren ist die Existenz von anaeroben Pilzen bekannt. (Hess et al., 2020). Dies überrascht vor dem Hintergrund, dass diese bereits unter einem herkömmlichen Lichtmikroskop gut erkennbar und sehr charakteristische Wachstumsform haben. Überraschend ist, dass diese sogenannten „*Neocallimastigomycota*“ in syntrophe Prozesse involviert sind. In einer Vielzahl von Artikeln werden syntrophe Prozesse zwischen Archaeen und Bakterien beschrieben, aber anaerobe Pilze werden bisher kaum thematisiert. Dennoch wurde in der Literatur bereits darauf hingewiesen, dass durch die Anreicherung anaerober Pilze in Biogasanlagen (Bioaugmentation) eine Steigerung der Prozessleistung denkbar wäre. Neben ihrer Beteiligung an syntrophen Prozessen wird zudem auf eine mögliche Steigerung des Abbaus von Lignocellulose hingewiesen (Dollhover et al., 2015). Eine Schlüsselkomponente ist hierbei ein hoch spezialisiertes Cellulosom. Ein Cellulosom bezeichnet einen Multienzymkomplex, welcher im Hinblick auf anaerobe Pilze weitestgehend unerforscht ist. Herausragend ist bei anaeroben Pilzen weiterhin der dynamische Einsatz des Cellulosoms. Man findet es an der Zellwand verankert, wo es durch Hyphen aktiv ins Substrat gebracht wird. Diese Abbaustrategie kombinieren anaerobe Pilze

mit freien (nicht verankerten) Cellulosomen und einer Vielzahl sogenannter CAZyme (Carbohydrate active enzymes) (Hess et al., 2020).

2.5 Elektroaktive Mikroorganismen

2005 erschien eine Arbeit von Reguera et al. im Journal „Letters“ der Verlagsgruppe „Nature“. Die Arbeit thematisierte die mikrobielle Fähigkeit zur Weiterleitung elektrischer Energie durch kabelartige Strukturen. Diese sogenannten Nanokabeln („Nanowires“) wurden zunächst für Bakterien beschrieben, wobei das Vorhandensein elektrisch leitfähiger Pili mittlerweile auch bei Archaeen nachgewiesen wurde (Walker et al., 2019). Inzwischen ist bekannt, dass es sogar möglich ist, Elektronen ohne Nanodrähte zu übertragen, vorausgesetzt, es stehen leitfähige Strukturen zur Verfügung (wie z.B. Magnetit). Dabei haften sich Mikroorganismen an leitfähige Strukturen, um über diese Strukturen andere Organismen (z.B. methanogene Archaeen) chemisch zu reduzieren. Dieser Mechanismus wurde unter anderem in einem Artikel von Cheng & Call (2016) beschrieben und wird in der Fachliteratur als Effekt des direkten Interzepteselektrotransfers (DIET) bezeichnet. Der große Vorteil einer direkten Weiterleitung von Elektronen ist, dass syntrophe Bakterien die zur Methanbildung notwendigen Elektronen an Archaeen weitergeben, ohne, dass dabei Wasserstoff (H_2) freigesetzt wird. Dies ist vorteilhaft für den Prozess, da es bei hohen H_2 -Partialdrücken zu Hemmeffekten des syntrophischen Abbaus kommen kann. Der hemmende Einfluss von Wasserstoff kann durch den DIET minimiert werden.

2.6 Störstoffadaptierte Biofilme und Nanostrukturen

2021 waren die Autoren des vorliegenden Artikels an einer Praxisstudie beteiligt, in welcher die Kapillarkohle CarboFerm® in industriellen Biogasanlagen zum Einsatz kam (Heitkamp et al.). Hierbei handelt es sich laut dem Hersteller LUCRAT GmbH um eine leitfähige Kohle, welche mit kleinsten Kapillaren durchsetzt ist. Durch den Einsatz dieses Supplements fand eine Prozessverbesserung in Form einer Absenkung der Konzentration organischer Säuren statt. Dieses Ergebnis wurde durch die Analyse der zugrunde liegenden taxonomischen Profile vervollständigt. Es folgte die Suche nach typischen Mikroorganismen für den DIET-Effekt. Entgegen der Erwartung der Autoren überwog unmittelbar in der Kapillarkohle unter den Methanbildnern die Gattung *Methanoculleus*. Diese Gattung wurde bisher nicht mit DIET in Verbindung gebracht. In diesem Zusammenhang ist es interessant, dass in einer anderen Studie von Salvador et al. (2017) ebenfalls eine Leistungssteigerung auf Basis kohlenstoffbasierter Nanoröhren („Carbonanotubes“) erreicht wurde. Die Leistungssteigerung wurde in Reinkulturen auf metabolischer Ebene nachgewiesen und es wurden keine Hinweise auf DIET gefunden. Hierbei stellt sich die Frage, ob durch die eingesetzte Kapillarkohle (CarboFerm®) in Heitkamp et al. (2021) ähnliche Effekte wie bei Salvador et al. erzielt worden. Eine genaue Beantwortung dieser Frage steht noch aus. Dies hängt damit zusammen, dass zwischen adsorptionsbasierten Effekten, DIET und nanostrukturbasierten Effekten lediglich mit großem Aufwand unterschieden werden kann.

In der Studie von Heitkamp et al. ist weiterhin interessant, dass der Vergleich der taxonomischen Profile eine Anpassung an Störstoffe impliziert. Im direkten Vergleich zum umgebenden Schlamm zeigte sich unter anderem eine deutliche Erhöhung der Menge an Halobacterota, Halanaerobiaeota und Acidobacteriota. Dies lässt auf harsche Bedingungen durch Akkumulation von Salzen und Säuren schließen. Alle anderen für Biogasanlagen typischen Gruppen an Mikroorganismen waren ebenfalls vorhanden. Damit könnte der hohe Evolutionsdruck in unmittelbarer Nähe von Biokohle die Ausbildung robuster Mikroorganismen in Biogasanlagen begünstigen.

2.7 Methanogene Eukaryoten

2019 wurde eine Studie im Fachmagazin Nature Microbiology mit einer Beschreibung der sogenannten Iron-only Nitrogenase veröffentlicht (Zheng et al., 2018). Unter anderem befähigt dieses Enzym die Gattung *Rhodopseudomonas palustris* zur Methanbildung. Dieses Ergebnis war unerwartet, da die beschriebene Fähigkeit üblicherweise den Archaeen und nicht den Bakterien zugeschrieben wird. Um so mehr mag es überraschen, dass man mittlerweile weiß, dass auch Eukaryoten, also Organismen mit Zellkern, an der Methanbildung beteiligt sind. 2017 zeigte eine Arbeit von Matsubayashi et al., dass in vier verschiedenen Faulstufen das Mikrobiom aus 0,1 % bis 1,4 % Eukaryoten bestand. Mit den Vertretern für *Fungi*, *Alveolata*, *Viridiplantae*, *Amoebozoa*, *Rhizaria*, *Stramenopiles* und *Metazoa* wurde eine hohe Biodiversität festgestellt. 2019 wurde im Journal Scientific Reports der Nature Verlagsgruppe festgestellt, dass die Eukaryoten *Cyclidium*, *Platyophrya* und *Subulatomonas* in anaeroben Aufstromreaktoren (UASB-Reaktoren) mit dem chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) sowie mit der Konzentration suspendierter Feststoffe korrelieren (Hirakata et al, 2019). Dies deutet darauf hin, dass Eukaryoten aktiv in Abbauprozesse involviert sind. Diese Vermutung wird durch die Beobachtung untermauert, dass in manchen Eukaryoten methanogene Endosymbionten gefunden wurden. Ein herausragendes Beispiel ist hierbei die Spezies *Metopus palaeformis*. Hierbei handelt es sich um einzellige Eukaryoten (Protista), welche dem Stamm der *Alveolata* zugeordnet werden. Die Autoren Fenchel und Finlay fanden im Inneren dieser Einzeller zahlreiche methanogene Archaeen sowie Organellen zur Wasserstoffspeicherung (Hydrogenosomen). Die konkrete Funktion von Eukaryoten in anaeroben Mikrobiomen ist weitestgehend unerforscht, wobei das Vorhandensein von Hydrogenosomen und methanogenen Archaeen auf syntrophe Zusammenhänge hinweist.

2.8 Bakteriophagen

Neben den methanogenen Eukaryoten sind Bakteriophagen in methanogenen Mikrobiomen ebenfalls weitestgehend unerforscht. Dennoch sind einige wenige Artikel zu finden, welche Bakteriophagen thematisieren. 2019 haben Heyer et al. das Proteom von Biogasanlagen untersucht. Dabei wurden 0,4 % der analysierten Proteine auf Phagen zurückgeführt. Vor dem Hintergrund, dass

Phagen wesentlich kleiner als die meisten anderen Mikroorganismen sind, lässt das Ergebnis von Heyer et al. auf eine hohe Anteilsmenge an Bakteriophagen im anaeroben Mikrobiom schließen. Die Autoren beschreiben im Weiteren einen hypothetischen Mechanismus, in welchem Bakteriophagen sowohl auxotrophe als auch prototrophe Mikroorganismen lysieren. Auxotrophe Mikroorganismen, welche nicht alle lebensnotwendigen Metabolite synthetisieren können, würden hiervon profitieren. Die Rolle von Bakteriophagen scheint jedoch komplexer zu sein. In einer Studie von Zhang et al. aus dem Jahr 2017 wurde eine Korrelation zwischen Bakteriophagen und Prokaryoten festgestellt und postuliert. In einem multivariaten Vergleich konnten 40,6 % der Fluktuationen in der Diversität von Prokaryoten auf Bakteriophagen zurückgeführt werden. Bakteriophagen scheinen somit eine Schlüsselfunktion für den Aufbau und das dynamische Verhalten anaerober Mikrobiome zu haben. Dies führt zu der Frage, ob wir irgendwann in der Lage sind, Phagen gezielt zur Manipulation anaerober Mikrobiome einzusetzen.

3 Ist das Mikrobiom programmierbar? Ideen zur industriellen Nutzung

Das vorherige Kapitel macht deutlich, dass das Medium „Schlamm aus einer Biogasanlage“ eine wahre Schatztruhe im Hinblick auf exotische Mikroorganismen ist. Es schließt sich die Frage an, wie wir in Zukunft konkret von diesem Wissen profitieren. Ohne Zweifel sind diese Erkenntnisse von hohem akademischem Interesse, aber könnte darüber hinaus ein industrieller Nutzen bestehen? In diesem Zusammenhang ist die vor kurzem von dem Mitautor Prof. Dr. Christian Abendroth eingereichte Habilitationsschrift anzukündigen. Unter dem Titel „Towards multifunctional microbiomes: the search for new commands for programming anaerobic microbiomes“ wurde eine Analogie zwischen anaeroben Mikrobiomen und einer Programmiersprache angedeutet. Ein Teil der Arbeit fokussierte die Gattung *Methanosarcina*. Unter den Methanbildnern wird diese Gattung als Hochleistungsorganismus diskutiert und darüber hinaus ist diese Gattung zum DIET befähigt. Bei der Frage, wie diese Gattung anzureichern ist, deutet sich eine komplizierte Verstrickung von *Methanosarcina* mit dem umgebenden Lebensraum an. Im Hinblick auf die Anreicherung dieser Gattung werden mögliche Einflussfaktoren wie leitfähigen Strukturen, Licht, der Trockensubstanzgehalt des Schlammes, chemische Stressoren (pH, CSB und Stickstoffgehalt), Temperatur sowie das Anlegen einer elektrischen Spannung diskutiert. Die Menge möglicher Einflüsse und die Notwendigkeit, diese miteinander verknüpft zum Einsatz zu bringen, führte die Autoren zur Analogie mit einer Programmiersprache. Mit der richtigen Kombination von biochemischen und physikalischen Einflüssen könnte eine komplexe Befehlskette geschaffen werden, welche die Anreicherungen vielversprechender Gattungen wie beispielsweise *Methanosarcina* begünstigt. Hierbei schließt sich die Frage an, ob wir in ferner Zukunft in der Lage sein könnten, Mikrobiome beliebig umzuprogrammieren.

4 Rückschlüsse und Micro4Biogas

Um die Programmierbarkeit anaerober Mikrobiome möglich zu machen, bedarf es noch einen erheblichen Forschungsaufwand. Dennoch werden bereits erste Schritte eingeleitet, welche auf die gezielte Manipulation anaerober Mikrobiome abzielen. Dafür wurden in der vorliegenden Arbeit herausragende Mikroorganismen mit besonderen mikrobielle Fähigkeiten beispielhaft vorgestellt. Diese wurden von den Autoren als „exotisch“ bewertet, wenngleich dies eine subjektive Wahrnehmung widerspiegelt. Im Zusammenhang mit diesen herausragenden Mikroorganismen werden Forschungsfragen aufgeworfen, welche uns in den kommenden Jahren oder Jahrzehnten weiterhin beschäftigen.

Dennoch zeichnet sich bereits jetzt ein kommerzieller Nutzen für die Industrie ab. Im Kapitel 2.5 wurde der Einsatz von Nanostrukturen vorgestellt. Dabei wurde ein möglicher Zusammenhang mit Kapillarkohle (CarboFerm®) diskutiert (Heitkamp et al., 2021). Obwohl es schwierig ist, zwischen Adsorption, mikrobieller Elektroaktivität und nanostrukturbedingten Effekten zu unterscheiden, deutet sich an, dass derartige Supplemente einen großen Einfluss auf das taxonomische Profil von Biogasanlagen haben. Es handelt sich um ein kommerziell verfügbares Supplement mit Potential zur Manipulation anaerober Mikrobiome.

Ein aktuelles Vorhaben, durch welches die Autoren die industrielle Verwertung mikrobieller Hochleistungsorganismen unterstützen möchten, ist das EU-Vorhaben „Micro4Biogas“ (<https://micro4biogas.eu/>). 14 europäische Partner erhalten im Rahmen der H2020 EU-Förderung 5,7 Millionen Euro, um sich 4 Jahre lang mit dem Forschungsschwerpunkt „Bioaugmentation“ auseinanderzusetzen. An eine bereits erfolgte Beprobung zahlreicher Industrieanlagen schließt sich eine umfangreiche Untersuchung der taxonomischen Profile und darauf aufbauende mikrobielle Isolationsversuche an. Dabei wird eine Vielzahl an Mikroorganismen isoliert und verglichen. Die vielversprechendsten Isolate sind in anaeroben Gärversuchen auf industrielle Eignung zu testen. Parallel zu den Forschungstätigkeiten im Projekt, schreiben die Projektpartner an einer Roadmap. In dieser erfolgt eine Zusammenfassung des derzeitigen Entwicklungsstands in der Industrie- und Forschungslandschaft der Biogasbranche. Es werden zudem Themen wie das Mikrobiom, Bioaugmentationsstrategien und Handlungsempfehlungen für Politiker und Interessenvertreter adressiert.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die Förderung durch die Europäische Union im Rahmen des Projektes Micro4Biogas (H2020; Grant Agreement Number 101000470).

Literatur/Quellen

- Bruno, A., Sandionigi, A., Bernasconi, M. et al.; 2018. Changes in the Drinking Water Microbiome: Effects of Water Treatments Along the Flow of Two Drinking Water Treatment Plants in a Urbanized Area, Milan (Italy). *Frontiers in Microbiology*. 9:2557.
- Cheng, Q., Call, D. F.; 2016. Hardwiring microbes via direct interspecies electron transfer: mechanisms and applications. *Environ. Sci.: Processes Impacts*. 18, 968–980.
- Chutkan, R.; 2017. Das Mikrobiom – Heilung für den Darm: Der revolutionäre Weg zu neuer Gesundheit on Innen heraus. In: *Unimedica - Narayana Verlag*; 1. Edition, ISBN-10:3946566227.
- Dollhofer, V., Podmirseg, S.M., Callaghan, T.M., et al.; 2015. Anaerobic Fungi and Their Potential for Biogas Production. In: Guebitz, G., Bauer, A., Bochmann, G., Gronauer, A., Weiss, S. (eds) *Biogas Science and Technology. Advances in Biochemical Engineering/Biotechnology*, vol 151. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-21993-6_2
- Fenchel, T., Finlay, B.; 2018. Free-Living Protozoa with Endosymbiotic Methanogens. 10.1007/978-3-319-98836-8_1.
- Geisen, S.; 2021. The Future of (Soil) Microbiome Studies: Current Limitations, Integration, and Perspectives. *mSystems*. 4:e00613-21.
- Hess, M., Paul, S.S., Puniya, A.K. et al.; 2020. Anaerobic Fungi: Past, Present, and Future. *Frontiers in Microbiology*. 11:584893.
- Heitkamp, K., Latorre-Pérez, A., Nefigmann, S., Gimeno-Valero, H., Vilanova, C., Jahmad, E., Abendroth, C.; 2021. Monitoring of seven industrial anaerobic digesters supplied with biochar. *Biotechnol Biofuels*. 14:185.
- Heyer, R., Schallert, K., Siewert, C., et al.; 2019. Metaproteome analysis reveals that syntrophy, competition, and phage-host interaction shape microbial communities in biogas plants. *Microbiome*. 7:69.
- Hirakata, Y., Hatamoto, M., Oshiki, M. et al.; 2019. Temporal variation of eukaryotic community structures in UASB reactor treating domestic sewage as revealed by 18S rRNA gene sequencing. *Sci Rep* 9, 12783.
- Lauterzeller, J.; 2021. Die Macht des Mikrobioms – Theorie und Praxis zur Heilung der Darmflora. In: *Joy & Health*, ISBN-10: 3982359309.
- Leung, M.H.Y., Tong, X., Bøifot, K.O. et al.; 2021. Characterization of the public transit air microbiome and resistome reveals geographical specificity. *Microbiome* 9:112.
- Mulkidjanian, A. Y., Dibrov, P., Galperin, M. Y.; 2008. The past and present of sodium energetics: May the sodium-motive force be with you. *Biochimica et Biophysica Acta (BBA) – Bioenergetics*. 1777 (7-8), 985-992.
- Quéménéur, M., Mei, N., Monnin, C., Postec, A. Wils, L., Bartoli, M., Guasco, S., Pelletier, B., Erauso, G.; 2021. Prokaryotic Diversity and Hydrogenotrophic Methanogenesis in an Alkaline Spring (La Crouen, New Caledonia). *Microorganisms*. 9, 1360.
- Reguera, G., McCarthy, K. D., Mehta, T.; 2005. Extracellular electron transfer via microbial nanowires. *Letters*. 435, 1098-1101.

- Salvador, A.F., Martins, G., Melle-Franco, M., Serpa, R., Stams, A. J. M., Cavaleiro, A. J., Pereira, M. A., Alves, M. M.; 2017. Carbon nanotubes accelerate methane production in pure cultures of methanogens and in a syntrophic coculture. *Environ Microbiol.* 2017 19, 2727-2739.
- Satari, L., Guillén, A., Vidal-Verdú, À. et al.; 2020. The wasted chewing gum bacteriome. *Scientific Reports* 10, 16846.
- Schink, B., Stams, A.J.M.; 2006. Syntrophism among Prokaryotes. In: Dworkin M, Falkow S, Rosenberg E, et al. (eds) *The Prokaryotes: Volume 2: Ecophysiology and Biochemistry*. New York, NY: Springer New York, pp.309-335.
- Walker, D. J. F., Martz, E., Holmes, D. E. et al., 2019. The Archaeum of *Methanospirillum hungatei* Is Electrically Conductive. *mBio.* 10: e00579-19.
- Whipps J, Lewis K, Cooke R. Mycoparasitism and plant disease control. In: Burge M, editor. *Fungi Biol Control Syst.* Manchester University Press; 1988. p. 161-187.
- Zhang, J., Gao, Q., Zhang, Q. et al. 2017. Bacteriophage–prokaryote dynamics and interaction within anaerobic digestion processes across time and space. *Microbiome* 5, 57.
- Zheng, Y., Harris, D. F., Yu, Z., et al., 2018. A pathway for biological methane production using bacterial iron-only nitrogenase. *Nat Microbiol.* 3, 281-286.
- Zschocke, A. K.; 2019. Darmbakterien als Schlüssel zur Gesundheit: Neueste Erkenntnisse aus der Mikrobiom-Forschung. In: Knauer MensSana TB; 2. Edition, ISBN-10: 3426876930.

Kontakt

Prof. Dr. Christian Abendroth

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Institut für Umwelttechnik
Fachgebiet Kreislaufwirtschaft

✉ christian.abendroth@b-tu.de

Prof. Dr. habil. Christina Dornack, Pascal Otto

Technische Universität Dresden
Institut für Abfall- und Kreislaufwirtschaft

✉ iak@mailbox.tu-dresden.de

Sven Nefigmann

LUCRAT GmbH

✉ info@lucrat.de

*Britt Schumacher, Katja Oehmichen, Harald Wedwitschka,
Peter Fischer, Jan Grundmann, Eckhard Schlüter*

Negative Emissionen durch Torfsubstitut & Biomethan aus der Pappelholzvergärung

Zusammenfassung: *Im Rahmen des Projektes „Biomethan & Torfersatzstoff aus Pappelholz (PapIGas)“ (FNR/BMEL FKZ 22038318) wurde am DBFZ die mikrobiologische Biomethanerzeugung aus Pappelholz (aus Kurzumtriebsplantagen der Energy Crops GmbH (ENC)) als innovativer Ansatz der energetischen Nutzung untersucht. Durch die Kaskade der stofflichen Nutzung des Holzfaserteils nach der Gärrestseparation als Torfsubstitut bei Klasmann-Deilmann (KD) erhöht sich der Innovationsgrad weiter.*

Es wurden zwei Szenarien als modellhafte Prozessketten durch das DBFZ gemeinsam mit der Vattenfall Energy Solutions GmbH (ESG) entwickelt und betrachtet: Holzhackschnitzel + Gülle (HHS+Gülle) und Holzhackschnitzel (HHS) jeweils aufgefasernt als Input für die Modellbiogasanlagen (BGA). Aus den Edukten Pappel Fasern und z.T. Gülle werden die Produkte Biomethan, Torfsubstitut und Rezirkulat bzw. Flüssigdünger zur landwirtschaftlichen Nutzung gewonnen. Die ökologische Bewertung erfolgte anhand von Treibhausgas (THG)-Bilanzen.

Dabei wurden THG-Gutschriften für die Güllenutzung bzw. Torfsubstitution berücksichtigt. Unter der Annahme, dass 1 kg vergorene und kompostierte Holzfasern je 1 kg Torf ersetzen, können je nach Art des substituierten Torfs dem Szenario HHS+Gülle 34 bis 118 gCO₂-Äq./MJ Biomethan und dem Szenario HHS 37 bis 126 gCO₂-Äq./MJ Biomethan als vermiedene THG-Emissionen gutgeschrieben werden. Die entsprechenden Salden liegen bei -101 gCO₂-Äq./MJ (HHS+Gülle) bzw. -57 gCO₂-Äq./MJ (HHS). Aufgrund der Unsicherheit bezüglich der Substitutionswirkung der vergorenen Fasern und der damit verbundenen hohen Gutschrift, soll an dieser Stelle noch einmal auf den Forschungsbedarf zur Evaluierung der getroffenen Annahmen und zur Analyse des Substitutionspotenzials hingewiesen werden.

Abstract: *The microbiological biomethane production from poplar wood (from short-rotation plantations – SRC by ENC) as an innovative approach to energy use was investigated at DBFZ within the research project "Biomethane & peat substitute from poplar wood" (FNR/BMEL/FKZ 22038318). After separation of the digestate, the innovation level is further increased, due to the cascade of the material use of the wood fibres as peat substitute.*

Two process chain models were developed and studied as scenarios: wood chips + manure (HHS+Gülle) and wood chips (HHS), both extruded as an input for model biogas plants. The educts poplar wood fibres and partly manure were turned into the products biomethane, peat substitute and recirculate or liquid fertilizer for agricultural utilization. The ecological assessment was carried out via greenhouse gas (GHG) balance.

GHG-credits for the utilization of manure and for the substitution of peat were considered. The assumption was made that 1 kg of peat could be replaced by 1 kg of digested and composted wood fibres. Then, for scenario HHS+Gülle 34 to 118 gCO₂-Eq./MJ biomethane and for scenario HHS 37 to 126 gCO₂-Eq./MJ biomethane could be credited for avoided GHG-emissions. Accounting balances of -101gCO₂-Eq./MJ (HHS+Gülle) and -57 CO₂-Eq./MJ (HHS) were calculated. Due to the uncertainties of the substitution effect of digested fibres and the associated high credits, it should be pointed out that there is a need in further research to evaluate the assumptions and to analyse the substitutions potential.

1 Problemstellung und Projektansatz

Die Wirtschaftsweise der letzten Dekaden vor allem der Industrienationen hat durch die kontinuierlich steigenden Kohlendioxidkonzentrationen in der Atmosphäre zur globalen Erwärmung und damit in eine Klimakrise geführt. Eine schnelle und umfassende Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft und eine Reduktion der Kohlendioxidkonzentration in der Atmosphäre sind dringend geboten.

Im Projekt „Biomethan & Torfersatzstoff aus Pappelholz“ (PapIGas) wurden auf Initiative der Vattenfall Energy Solutions GmbH (ESG) in Kooperation mit Klasmann-Deilmann (KD) und DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH die aktuell unabhängig voneinander agierenden Sektoren der Wärme- und Kultursubstratbereitstellung in einer Nutzungskaskade verbunden, um Synergieeffekte zu nutzen und die fossilen CO₂-Emissionen aus Energieerzeugung und Torfnutzung zu senken. Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) wird dabei zerkleinert, mittels anaerober Vergärung anteilig zu Biogas umgewandelt und weiter zu Biomethan aufbereitet, während die separierten und kompostierten faserigen Gärreste als Torfsubstitut im Gartenbau dienen. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse des Projekts dargestellt. Weitere Informationen sind im Projektendbericht (Schumacher et al., 2022) verfügbar. Seit dem 01.12.2021 läuft das Folgeprojekt PapIGas2, in dem weitere Laboruntersuchungen mit einem Pfropfenstromreaktor und Festbettreaktoren durchgeführt werden.

2 Methodik

Zwei Szenarien wurden als modellhafte Prozessketten durch das DBFZ entwickelt und betrachtet: Holzhackschnitzel + Gülle (Szenario HHS+Gülle, Abb. 1) und Holzhackschnitzel (Szenario HHS, Abb. 2) jeweils aufgefaserter als Input für die Modellbiogasanlagen (BGA). Aus den Edukten Pappelfasern und z.T. Gülle werden die Produkte Biomethan, Torfsubstitut und Rezirkulat bzw. Flüssigdünger zur landwirtschaftlichen Nutzung gewonnen. Die ökologische Bewertung erfolgte anhand von Treibhausgas (THG)-Bilanzen.

Beim Szenario HHS+Gülle liegt eine Kovergärung vor. Durch die Nutzung der Rindergülle (RG) wird das Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis gegenüber einer Monovergärung des stickstoffarmen Pappelholzes verbessert. Aus den Edukten Pappelfasern und Gülle werden die Produkte Biomethan, Torfersatzstoff und Flüssigdünger zur landwirtschaftlichen Nutzung gewonnen (Abb. 1).

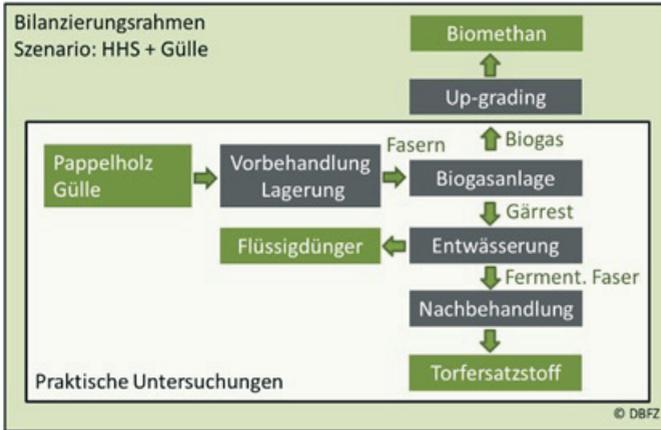


Abb. 1: Prozesskette Szenario: HHS + Gülle [DBFZ]

Bei Szenario HHS handelt es sich um eine Monovergärung, bei der in der Praxis Additive (Stickstoff und Spurenelemente) benötigt werden. Diese Additive sollten so gut wie möglich im Kreislauf gefahren werden. Hier besteht noch Forschungsbedarf zur Nährstoffverteilung nach der Separation des Gärrests in eine feste Phase (Vorprodukt der Torfersatzstoffgewinnung) und eine flüssige Phase als Rezirkulat für den Gärprozess. Aus dem Edukt Pappelholz werden die Produkte Biomethan und Torfersatzstoff erzeugt (Abb. 2).

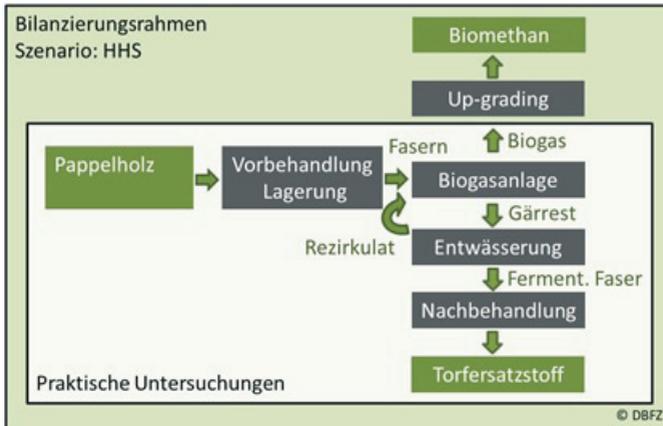


Abb. 2: Prozesskette Szenario: HHS [DBFZ]

Für die Berechnung der Treibhausgasbilanz (THG) der gesamten Nutzungskette der Holzfasern wurden alle relevanten Energie- und Massenbilanzdaten der Untersuchungen im Labormaßstab am DBFZ zusammengeführt und durch Daten aus Markt- (ESG, KD) oder Literaturquellen ergänzt. Die Tests zur grundsätzlichen Verwertbarkeit der vergorenen und kompostierten Pappelholzfasern als Torfsubstitut erfolgten durch KD.

Die Ermittlung des THG-Potentials bzw. die Bilanzierung der THG-Emissionen ist häufig Bestandteil einer umfassenden Ökobilanz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 (DIN ISO 14040) und 14044 (DIN ISO 14044).

Ziel war es, für die Biomethanbereitstellung der beschriebenen Anlagenkonzepte Treibhausgasbilanzen zu erstellen. Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur Biomethanbereitstellung von der Rohstoffbereitstellung, über die Biogaserzeugung und Aufbereitung. Beim Einsatz von HHS beginnt die Bilanzierung bei den land- und forstwirtschaftlichen Anbau- und Ernteprozessen. Die Berücksichtigung der Gülle startet mit den Prozessen Sammlung und Transport. Da Gülle den Rest- und Abfallstoffen zugeordnet wird, werden vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Des Weiteren umfasst der Bilanzrahmen die Bereitstellung eines nachhaltigen und funktionierenden Torfersatzstoffes. Als funktionelle Einheit, die den Nutzen des Systems beschreibt wurde 1 MJ Biomethan gewählt.

Gutschrift für Torfersatz. Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Nebenprodukten. Im Fall der Biomethanproduktion wird der auf der Stufe der Fermentation entstehende Gärrest auf Basis fermentierter Holzfasern aufbereitet und kompostiert. Der kompostierte Gärrest soll als Torfsubstitut im Gartenbau Anwendung finden. Unter der Annahme, dass 1 kg fermentierte und kompostierte HF je 1 kg Torf (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft 2021) ersetzen, wurden Gutschriften in Höhe von 0,35 bis 1,3 kg CO₂-Äq. je kg HF berücksichtigt. Die Bandbreiten sind im Wesentlichen vom Alter des substituiereten Torfes (Torfmoos, Weißtorf, Schwarztorf) und der daraus resultierenden Zusammensetzung (C-Gehalt) des Torfs bei der Verwendung im Gartenbau (Quantis 2012) abhängig. Die angegebene Bandbreite eignet sich in diesem Fall für eine vorläufige und annähernde Betrachtung der THG-Emissionen bzw. der THG-Einsparungen.

Ein detaillierte Bewertung der Substitutionswirkung der fermentierten und kompostierten HF z. B. auf Basis einer Kohlenstoffbilanz und Gärrestanalyse wurde in diesem Vorhaben nicht vorgenommen, bzw. lag nicht im Untersuchungsrahmen der Bewertung, sollte jedoch ggf. in zukünftigen Vorhaben adressiert werden.

Durch ein zeitnahe Verbringen der Wirtschaftsdünger als Substrat in eine BGA können Emissionen aus der Lagerung überwiegend vermieden werden und Güllegutschriften erfolgen. Die Höhe der vermiedenen Emissionen fällt je nach Art der Wirtschaftsdünger (Rindergülle, Schweinegülle, Rinderfestmist etc.) und der Lagerung (Lagerung mit und ohne Schwimmdecke) unterschiedlich aus (Rösemann et al. 2019). In den vorliegenden Bilanzen wurde vereinfacht ein einheitlicher Gutschriftenfaktor von 45 g CO₂-Äq/MJ Gülle (-54 kg CO₂-Äq/t Frischmasse) angerechnet.

Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach der IPCC-Methode und wurde mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO₂-Äq.) dargestellt. Entsprechend der IPCC-Methode wurden biogene CO₂ Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat (Solomon et al. 2001).

3 Ausgewählte Ergebnisse

Die Ergebnisse der erstellten THG-Bilanzen sind im Folgenden dargestellt. Das Diagramm in Abb. 3 zeigt die mit der Biomethanbereitstellung verbundenen THG-Emissionen. Die Emissionen entstehen aufgrund prozessbedingter Nutzung von Netzstrom in den Prozessen HHS-Vorbehandlung, Betrieb der Biogasanlage und der Aufbereitung des Gärrests (Fest-Flüssig-Trennung) sowie des Biogases zu Biomethan. Dabei fallen die THG-Emissionen des Szenario HHS höher aus, als die des Konzeptes HHS+Gülle. Dies ist im Wesentlichen auf den höheren Anteil der Holzhackschnitzel und dem damit verbundenen deutlich höheren Strombedarf für die Vorbehandlung zurückzuführen. Während im Szenario mit Gülle aufgrund der Biogasbildung aus dieser weniger HHS benötigt werden. Die aus der Netzstromnutzung resultierenden Emissionen werden durch die Verbrennung fossiler Energieträger, die einen relativ hohen Anteil am Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerkparcs ausmachen (Icha und Kuhs 2018), verursacht. Ein höherer Anteil Erneuerbarer Energien im deutschen Strommix würde zu einem deutlich geringeren Emissionsfaktor und dementsprechend zu deutlich geringeren THG-Emissionen insbesondere der stromintensiveren Prozesse führen. Weitere Treiber der Emissionen sind die Emissionen aus der Substratbereitstellung. Die THG-Emissionen aus dem Pappelanbau werden im Wesentlichen vom Dieseleinsatz in land- und forstwirtschaftlichen Maschinen beeinflusst. Dementsprechend stellt sich das Konzept HHS mit einem hohen Anteil an Anbaubiomasse im Substratmix bezüglich der THG-Emissionen gegenüber dem Konzept HHS+Gülle etwas schlechter dar. In beiden Szenarien erfolgt die Anrechnung der technisch nicht vermeidbaren Emissionen beim Betrieb der BGA und bei der Biomethanaufbereitung. Um die im Rahmen dieser Untersuchung ermittelten THG-Bilanzen besser einordnen zu können, wurden die Werte Standardwerten für die Bereitstellung von Biomethan aus Maissilage vergleichend gegenübergestellt. Gutschriften für die Güllenutzung und den Torfersatz wurden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

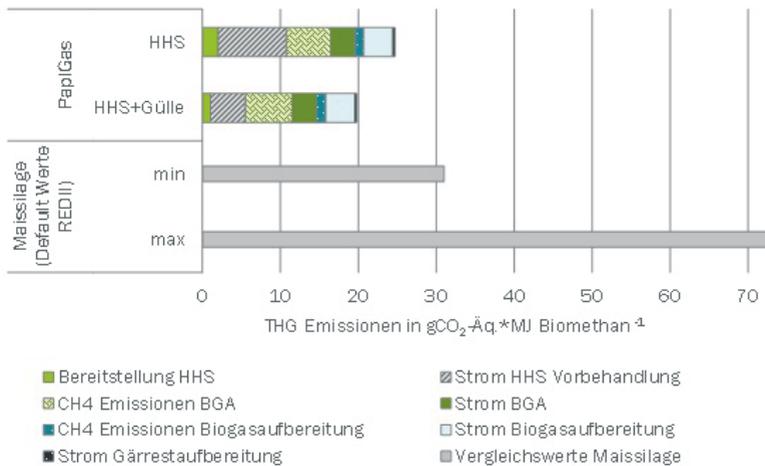


Abb. 3: THG-Emissionen Biomethanbereitstellung (ohne Gutschriften) in gCO₂-Äq. *MJ⁻¹

Die Abb. 4 zeigt die vorläufigen Ergebnisse der THG-Bilanzierung unter Berücksichtigung der THG-Gutschriften für die Gülle- und Torfsubstitution. Unter der Annahme, dass 1 kg vergorene und kompostierte Holzfasern je 1 kg Torf ersetzen, können je nach Art des substituierten Torfs dem Konzept HHS+Gülle 34 bis 118 gCO₂-Äq./MJ Biomethan und dem Konzept HHS 37 bis 126 gCO₂-Äq./MJ Biomethan als vermiedene THG-Emissionen gutgeschrieben werden. Wie aus Abb. 4 ersichtlich, liegen die vermiedenen Emissionen (im negativen Bereich der x-Achse abgetragen) deutlich über den THG-Emissionen, die mit dem Prozess der Biomethanbereitstellung verbunden sind, so dass man hier in der Gesamtheit von Negativemissionen für die Biomethanbereitstellung sprechen kann.

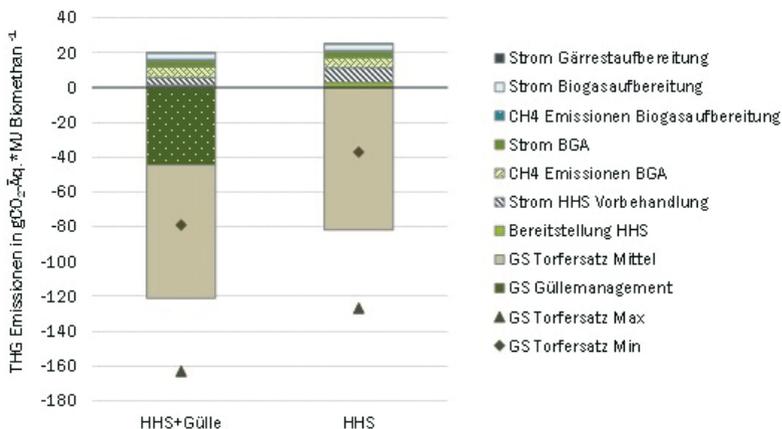


Abb. 4: THG-Emissionen Biomethanbereitstellung unter Berücksichtigung von Torfersatz- und Güllegutschriften in gCO₂-Äq. *MJ⁻¹

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Neue Ausgangsstoffe für Kultursubstrate aus biologisch behandelten Laubholzfasern aus KUP- bzw. Agroforstsystemen oder aus Greening-Maßnahmen könnten eine gute Alternative zu Torf darstellen und damit einen Beitrag zur Torf-reduktionsstrategie im Klimaschutzprogramm (KSP, 2022) der Bundesregierung sowie zum Schutz von Mooren leisten.

Anhand einer ersten Abschätzung mittels der im PapiGas-Projekt (Machbarkeitsstudie) gewonnenen Erkenntnissen, könnten mit den derzeitigen KUP-Flächen (ca. 6.600 ha) ca. 2 % des aktuellen Torfeinsatzes von ca. 9 Mio. m³/a (Schätzung IVG) für Kultursubstrate und Blumenerden in Deutschland ersetzt werden. Folgende Annahmen wurden getroffen: alle KUP verhalten sich ähnlich Pappel, Ertrag 20 t FM/ha, Faktor 1,4 von Holzhackschnitzeln in t zu vergorenen Fasern in m³.

Schon rund ein Drittel der aktuell genutzten Anbauflächen für Mais zur Biogasproduktion (2019: 970.000 ha (FNR, 2019)) könnte für den Anbau von KUP ausreichen, um den Torfsubstitutbedarf in Deutschland allein daraus zu decken. Bei Kultursubstraten handelt es sich aber immer um Mischungen aus verschiedenen Ausgangsstoffen, um je nach Kultur die gewünschten Eigenschaften zu erzielen. Auch viele andere Ausgangsstoffe aus heimischen Quellen für Kultursubstrate wie Nadelholzfasern, Rindenhumus, Komposte und Grünschnitt sowie die Nutzung von Paludikulturen u. ä. könnten den Bedarf an KUP-Holz reduzieren. So würde eine KUP-Fläche bzw. entsprechende Anteile in Agroforstsystemen zur Torfsubstitution voraussichtlich in deutlich geringerem Umfang als 0,32 Mio. ha notwendig sein. Bei 16,7 Mio. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche (FNR, 2019) läge der maximale KUP-Flächenbedarf für Torfsubstitute unter 2 %. Von den 0,32 Mio. ha könnte neben Torfsubstitut auch bis zu 840 Mio. m³ Methan mit einem Energiegehalt von 30 PJ (130 m³ Methan/t FM) erzeugt werden, das entspräche 0,9 % des deutschen Erdgasbedarfs (FNR, 2019).

Aufgrund der Unsicherheit bezüglich der Substitutionswirkung der vergorenen Fasern und der damit verbundenen hohen Gutschrift, soll an dieser Stelle noch einmal auf den notwendigen Forschungsbedarf zur Evaluierung der getroffenen Annahmen und Analyse des Substitutionspotenzials hingewiesen werden. So erfolgen im PapiGas2-Projekt vorerst keine weiteren Untersuchungen zur Kovergärung von Pappelfasern mit Rindergülle, da der hohe Salzgehalt der Gärreste für einen pflanzenbaulichen Einsatz limitierend ist und die Einsatzmöglichkeiten begrenzt. Stattdessen liegt Hornmehl als Kosubstrat im Fokus der weiteren Untersuchungen.

Literatur/Quellen

- FNR (2019): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021. (Abruf: 02.02.2022) https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2020_web.pdf
- Industrieverband Garten (IVG) e. V.: 10 Fragen zum Thema Torf. <https://www.ivg.org/fileadmin/downloads/Flyer/flyer-10fragentorf.pdf> (Abruf: 12.04.2022)
- Icha, Petra; Kuhs, Gunther (2018): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2016. Hg. v. Umweltbundesamt.
- KSP (2022): <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>; S. 134 (Abruf: 09.03.2022)
- Rösemann, C.; Haenel, H.-D.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulff, S.; Eurich-Menden, B. et al. (2019): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990-2017: Report on methods and data (RMD) Submission 2019. Thünen Report 67. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig.
- Schumacher, B.; Wedwitschka, H.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Grundmann, J.; Nordzieke, B. H.; Sträuber, H. (2022): Biomethan & Torfersatzstoff aus Pappelholz (PaplGas). Schlussbericht, 02/2022, FKZ 22038318, <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22038318.pdf>
- Solomon, S.; Quin, D.; Manning, M.; Chen, Z.; Marquis, M.; Averyt, K.B. et al. (2001): IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.

Finanzierung

Das Forschungsprojekt PaplGas wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft unter dem Förderkennzeichen 22038318 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Beitrags liegt bei den Autoren.

Danksagung

Die Autoren danken Rico Knappe von der Energy Crops GmbH, Stefanie Grade für die Entwicklung und Bernd H. Nordzieke (ehemals Klasmann-Deilmann GmbH) für die Durchführung des Projektes PaplGas. Die Autoren bedanken sich bei Ralf Pecenka vom Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie (ATB) –Abteilung Nacherntetechnik – und bei den Kollegen vom DBFZ-Labor für die wertvolle Unterstützung.

Kontakt

Dr. Britt Schumacher

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434 540 | ✉ Britt.Schumacher@dbfz.de
🌐 www.dbfz.de

Dr. Jan Grundmann

Vattenfall Energy Solutions GmbH
Überseering 12, D-22297 Hamburg

☎ +49 (0)40.2718-2280 | ✉ jan.grundmann@vattenfall.de

Eckhard Schlüter

Klasmann-Deilmann GmbH
Georg-Klasmann-Straße 2-10, D-49744 Geeste

☎ +49 (0)5937.31231 | ✉ Eckhard.Schlueter@klasmann-deilmann.com
🌐 www.klasmann-deilmann.com

Energieautarke Kläranlage schon ab 10.000 EW – PEGA_{KA}-Verfahren – Klärschlamm halbieren, Klärgas verdoppeln

Zusammenfassung: Das PEGA_{KA}-Verfahren ist mittlerweile ein etabliertes Verfahren (halbtechnische Anlage begutachtet vom TÜV Industrie Service/3 Jahre andauernden Praxisversuch Referenzanlage 35.000 EW). Der PEGA_{KA}-Prozess ist ohne Animpfung unter Einhaltung der im Patent DE 10 2015 118 988 B4 beschriebenen Rahmenbedingungen anzufahren. Der original aus dem Fermenter anfallende, ausgefaulte Schlamm gelangt in die PEGA_{BB}. Unter eingeschränkter Reinsauerstoffzugabe soll unter Einsatz von etlichen Sensoren die Zusammensetzung des Belebtschlamm aktiviert werden, um statisch/mechanisch eingedickt im Faulturm zusätzlich Gas zu erzeugen. Die Biocenose des Faulturms wandelt so aktiviert mehr organische Masse in Biogas um (in der Referenzanlage 55 %). Als Folge dessen reduziert sich die Organik im Klärschlamm. Zusammen mit dem zu beobachtenden Wasserverlust lässt sich der reduzierte Klärschlamm (Referenzanlage Klärschlamm um 25 %) besser und wirtschaftlicher entwässern. Eine weitere Besonderheit ist, dass die Trübwasser aus der mechanischen Behandlung vollständig mitbehandelt werden. Die biologische Stufe der Kläranlage hat dadurch kaum noch unter der Rückbelastung zu leiden (insbesondere NH₄-N ca. 90 %). Aus der Anwendung des PEGA_{KA}-Verfahrens resultieren hohe finanzielle Vorteile, nicht zuletzt aus dem möglich erscheinenden energieautarken bzw. energiepositiven Betrieb. Dadurch sinken die Umweltbelastungen durch weniger Treibhausgase wie CO₂.

Abstract: The PEGA_{KA} process is now an established process (semi-technical system assessed by TÜV Industry Service/3 years of practical test reference plant 35,000 p.e.). The PEGA_{KA} process must be started without vaccination in compliance with the framework conditions described in patent DE 10 2015 118 988 B4. The original rotten sludge from the digester enters the PEGA_{BB}. With limited added pure oxygen, the composition of the activated sludge is to be activated using a number of sensors in order to generate additional gas statically/mechanically thickened in the digester. The biocenose of the digester thus converts more organic mass into biogas (55% in the reference plant). As a result, the organic matter in the sewage sludge is reduced. Together with the observed water loss, the reduced sewage sludge (reference plant for sewage sludge by 25%) can be dewatered better and more economically. Another special feature is that the turbid waters from the mechanical treatment are completely treated. As a result, the biological stage of the wastewater treatment plant hardly suffers from the backload (in particular NH₄-N about 90%). The application of the PEGA_{KA} process results in high financial advantages, not least from the seemingly energy-self-sufficient or energy-positive operation. This reduces the environmental impact of fewer greenhouse gases such as CO₂.

Das aus Urin, Fäzes und Grauwasser bestehende zufließende Abwasser einer Kläranlage kann man aufgrund deren Vorgeschichte als regeneratives Substrat betrachten. Im zufließenden Abwasser ist ein Energiegehalt von 154 kWh/(E·a) an grüner Energie enthalten. Lediglich Kläranlagen mit einer anaeroben Stufe können aus dem einem Faulturm zugeführten Primär- und Überschussschlamm Biogas erzeugen (grünes Gas). Zum überwiegenden Teil haben nur die Kläranlagen der GK4 (10.000 bis 100.000 EW) und GK5 (> 100.000 EW) Faultürme. Daraus erzielen die Anlagen im Median 13,5 kWh/(E·a) GK4 bzw. 18,2 kWh/(E·a) GK5 an Elektrizität, um einen Teil des Stromverbrauchs der Anlage zu decken (eine Autarkie ist selten anzutreffen). Das sind nur etwa 10 % der im Abwasser zugeführten Energie (Kaleß [1] DWA [2].) Verschiedene Arbeitsgruppen gehen davon aus, dass aus dem zugeführten Gemisch aus Primär- und Überschussschlamm eine Umsatzrate zu Klärgas von etwa 50 % möglich ist. Schaum (2013) errechnet bei einem CH₄-Gehalt von 60 % eine spezifische Gasausbeute von 19 NL/(E·d) aus. Andere Arbeitsgruppen kommen ebenfalls zu einer etwa 50 %igen Umwandlung des dem Faulturms zugeführten CSB /Jardin (2012)/ SVARDAL (2014)/ DWA M368 „Biologische Stabilisierung von Klärschlamm“/ Hartwig et al. (2010)/ Fernandez-Arevalo et al. (2017)/(alle in Kaleß, Seite 35 f).

Energiebedarf/ - Erzeugung von Kläranlagen

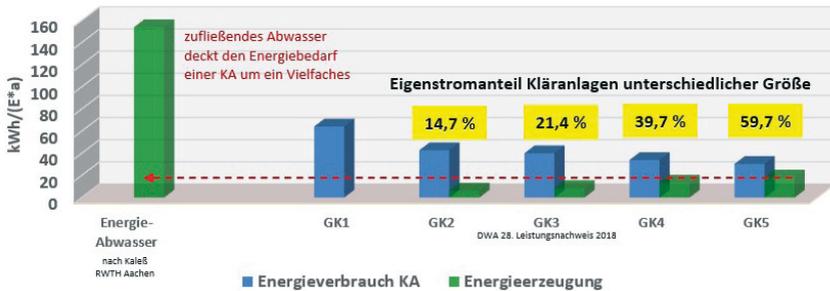


Abb. 1: Die im Abwasser enthaltene chemische Energie deckt in etwa das 4-fache einer in der Kläranlage benötigten elektrischen Energie ab – bei den Größenklassen 4 bzw. 5 erreicht die Eigenstromerzeugung im Median in etwa nur 10 % der zuströmenden Energie aus organischen Inhaltsstoffen

Die „**PRO-Entec-Gärrest-Aufbereitung für Klär-Anlagen**“, kurz **PEGA_{KA}-Verfahren** genannt (patentiert [3], [4]), ist eine Technologie, um zuvor ausgefaulten Schlamm in einem Seitenstrom zusammen mit Trübwasser aus der mechanischen Schlammmentwässerung in einer biologischen Stufe zu behandeln. Durch selektive, restriktive Begasung mit Reinsauerstoff entstehen neue Schlamm-inhaltsstoffe aus gelösten und partikulären Bestandteilen des ausgefaulten Schlammes. Die Folge: Die wässrige Phase gelangt nahezu unbelastet in die Hauptstrombiologie zurück (Trübwasserbehandlung, Rückbelastung Biologie). Den mechanisch eingedickte PEGA_{KA}-Schlamm rezirkuliert man erneut in den Faulturm und das führt durch höhere Umwandlung der Organik (o-TS) zu mehr

Klärgas und weniger Klärschlamm. Die 50 %ige Umwandlung des zugeführten Schlammgemisches in Klärgas verschiebt sich nach oben. Im Jahr 2021 hat der Wert im Mittel 68,3 % (PEGAKA) erreicht.

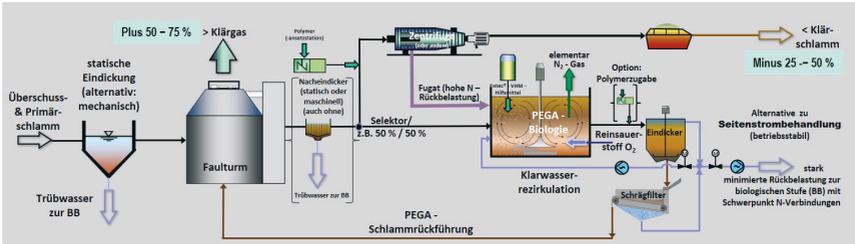


Abb. 2: Übersicht der Integration einer PEGAKA-Anlage in die bestehende anaerobe Schlammbehandlung einer Kläranlage unter Beibehaltung der mechanischen Entwässerung (aber Trübwasserbehandlung!)

1 Durchführung auf der Kläranlage Schwarzbachtal (seit 04.02.2019)

„Der Faulschlamm wird über das vorhandene Substratannahmepumpwerk (variabel über Selektor) in den SBR-NL gepumpt. Dazu kommt das Trübwasser gepuffert über einen Filtratwasserspeicher aus der Kammerfilterpresse (KFP). Der vorhandene SBR-NL dient in diesem Versuch als PEGAKA-Reaktor. Dieser ist in seiner Schrittkette angehalten, sodass er ständig über die vorhandenen Gebläse (kein Reinsauerstoff) belüftet (> 0,5 mg/l) bzw. über das vorhandene Rührwerk umgewälzt wird. Zur Regelung wird die vorhandene Sauerstoffsonde verwendet. Zur Auswertung wurde zusätzlich noch eine Redox-Sonde installiert. Die PEGAKA Biologie wird mit ca. 6 g/l TSBB betrieben.

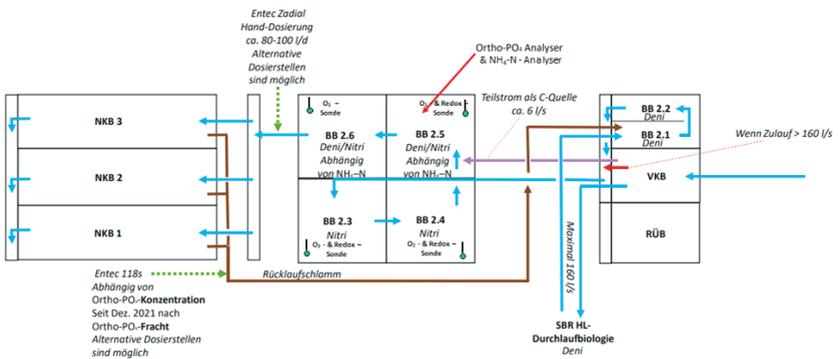


Abb. 3: Modifiziertes PEGAKA-Verfahren: Die PEGABB ist hier in den vorhandenen Betriebsablauf integriert

Aus dem PEGA_{KA}-Reaktor wird über die vorhandenen Überschussschlamm-pumpen täglich in etwa die gleiche Menge an Schlamm abgezogen, wie ihm aus dem Faulbehälter zugeführt wird. Er wird in den Multifunktionsbehälter gepumpt (nur Rührwerk). Der PEGA_{BB}-Schlamm vermischt sich hier mit dem Pri-mär- und Überschussschlamm aus der Hauptbiologie. Das Gemisch entwässert ein Bandfilter auf TR-Gehalte zwischen 9-12 % TR. Damit füttert man den Faul-turm mit Substrat, in dem ein TR-Gehalt zwischen 4,0-5,5 % aufrechterhalten wird (Umwälzung mit Tauchpumpen).“ Zitat Betriebsleiter F. Lohoff (modifiziert).

Es läuft ein seit 3 Jahre andauernder Praxisversuch auf der KA Schwarzbach-tal mit einem als PEGA_{BB}- umgenutzten SBR-Becken. Das ist gut ausgestattet mit Messtechnik (O₂, Redox, NH₄-N, NO₃-N, TS, pH und Temperaturmessung), die aber bis auf die O₂-Messung nur registrierend eingesetzt sind. In der patent-gemäßen Steuerung/Regelung könnten wir die Größen TS-Gehalt, Redoxpoten-tial und insbesondere die Entwicklung von NH₄-N und NO₃-N so beeinflussen, dass es zu besten Messwerten für alle erfassten Parameter für die Kläranlage kommt. Eine Reinsauerstoffbegasung/angepasste Steuerung/Regelung steht momentan immer noch nicht zur Verfügung (gemäß Patent DE 10 2015 118 988 B4). Es wurde bis Ende 2021 versucht, die Beschickung der PEGA_{BB} mit einem Anteil von 50 % im Mittel einzustellen – die andere Hälfte führte man der Kam-merfilterpresse zu. Von daher muss man von einem modifizierten PEGA_{KA}-Ver-fahren sprechen.

Daraus ergibt sich folgende Bilanz

Klärschlamm:	1.998 t/a (2018)	→	1.505 t/a (2021) { - 24,67 % } ♣
	12,0 kg TR/(E-a) (2018)	→	8,3 kg TR/(E-a) (2021) ♣
Klärgas:	270.096 Nm ³ /a (2018)	→	425.044 Nm³/a (2021) { + 57,37 % } ♣
	339,1 NI/kg oTS (2018)	→	422,4 NI/kg oTS (2021) ♣
	15,0 NI/(E-d) (2018)	→	20,7 NI/(E-d) (2021) ♣
Strom:	301.200 kWh/a (2018)	→	475.916 kWh/a (20 21) { + 58,01 % } ♣
			(veraltetes BHKW, Anschaffung 2004)
	6,1 kWh/(E-a) (2018)	→	9,3 kWh/(E-a) (2021) ♣ vorhanden)
Zukunft (2024?):		→	970.764 kWh/a (2024) ♣ { + 222,30 % } ♣
			(neues BHKW)
(BHKW, neu)		→	18,9 kWh/ (E-a) (2024) ♣ ↓
CO₂-Einsparung:	142,8 t/a (2018)	→	225,6 t/a (2021) ♣ 460,1 t/a ♣♣

1.1 Massenbilanz Organik und Volumenstrom Schlamm-behandlung

Darstellung der Volumenströme in der Schlammbehandlung gemäß Abb. 3 ohne die Hauptstrombiologie. Die Auswertung bezieht sich auf das Jahr 2021. In diesem Jahr entwässerte man zusätzlich den Schlamm aus einem Schönungsteich über die vorhandene Kammerfilterpresse.

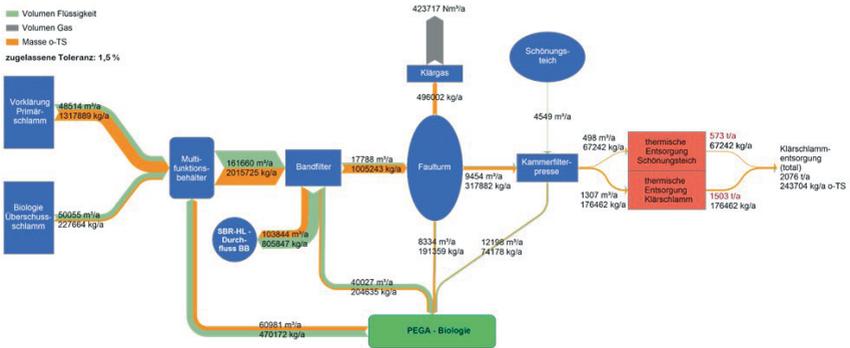


Abb. 4: Volumen – und Massenstrom (o-TS bzw. GV) der Schlammbehandlung mit Gasbildung – Sonderbedingung: Zusätzliche Entschlammung eines Schönungsteiches der Kläranlage (insgesamt 4.549 m³/a)

Bei dem Sankey-Diagramm wurde darauf verzichtet, die TR (TS)-Fracht abzubilden. Entscheidend für die Bilanz ist der Massenstrom an Organik, der in der Klärgasbildung und der thermischen Entsorgung des Klärschlammes endet. Folgende Schlüsse können daraus gezogen werden:

- Der Bandfilter trennt das aus dem Multifunktionsbehälter stammende Schlammgemisch bezüglich der Organik in etwa 50 zu 50 % auf. Eine Optimierung beim eingesetzten Filterband und den verwendeten Polymeren könnten die Beschickung des Faulturms mit Organik erhöhen (höhere Gasausbeuten).
- Die zugeführten Trübwassermengen aus Bandfilter und Kammerfilterpresse „verdünnen“ den abgezogenen Faulschlamm aus dem Faulurm zu etwa 2/1 – das entspricht annähernd den Forderungen aus dem Patent, um den TS nach der Befüllung mit ausgefaulten Schlamm auf Größen zwischen $TS_{BB} = 5-6$ g/l einzuregulieren.
- Das Verhältnis von Beschickung $PEGA_{BB}$ (8.334 m³/a) und Kammerfilterpresse (9.454 m³/a) entspricht in etwa den geforderten Verhältnis 50/50 %.
- Ob der Schlamm aus dem Schönungsteich Organik enthält, kann mangels Messung nicht bilanziert werden. Deshalb kann die ausgewiesene organische Belastung im Faulschlamm höher sein, als berechnet – das hat dann Auswirkungen auf den Brennwert des Schlammes.
- Klärschlammanalytik vom 14.01.2021 Hu = 10.535 kJ/kg TR (ohne Schlamm aus dem Schönungsteich) und vom 09.06.2021 Hu = 8.199 kJ/kg TR (mit Schlamm aus dem Schönungsteich) – Beide Schlämme wurden thermisch entsorgt.

1.2 Nutzung von Klärgas zur Stromproduktion – Weg zur Autarkie?

Das Angebot der Stadtwerke Heidelberg, das BHKW auf der Kläranlage Schwarzbachtal zu betreiben, erfolgte erstmals Ende 2002 und wurde 2004 erneuert/angenommen. Gemessen an 2022 müsste das BHKW nun etwa 18 Jahre alt sein. Der erzeugte Strom wird über das EEG vergütet und sollte 2024 aus der Förderung fallen. Die Leistungsdaten werden vom Hersteller mit einer elektrischen von 90 kW und einer thermischen Leistung von 155 kW angegeben. Die Wirkungsgrade lauten $\eta_{el.} = 32\%$ und $\eta_{th.} = 55\%$. Die Stadtwerke haben die Verfügbarkeit des BHKWs mit 8.000 Bh/a zugrunde gelegt. Aktuellere Untersuchungen von Aschmann/Effenberger [5] zeigen aber auf, dass man mit 8.490 Bh/a von im Jahr möglichen 8.760 h/a ausgehen kann. Damit ließen sich für beide genannten Betriebsstunden der BHKW bei Volllast 680.000 kWh/a bzw. 721.650 kWh/a erzeugen.

Das Alter der BHKW-Anlage spielt für die folgenden Betrachtungen durchaus eine Rolle, da die Verfügbarkeit in dem betrachteten Zeitraum bei sehr viel niedriger Nutzungsdauer lag.

Die Daten lauten:

2018: 5.972 Bh/a **2019:** 6.940 Bh/a **2020:** 6.377 Bh/a **2021:** 7.148 Bh/a

Wie beide zitierten Autoren ausführen, kostet der Betrieb bei niedriger Nutzungsdauer eines BHKW höhere Gasmengen, um den Strom zu erzeugen. Gleichfalls haben Untersuchungen gezeigt, dass die elektrische Leistung mit zunehmenden Alter des BHKW immer weiter abnimmt (können bis zu 5 % ausmachen). Das kann durch eine Vollwartung in Teilen wieder gutgemacht werden. Eine entsprechende Wartung wurde Ende 2020 durchgeführt. Das führte dann bis zur Mitte 2021 zu einem erhöhten Gasverbrauch des BHKW mit entsprechend höheren Stromproduktion.

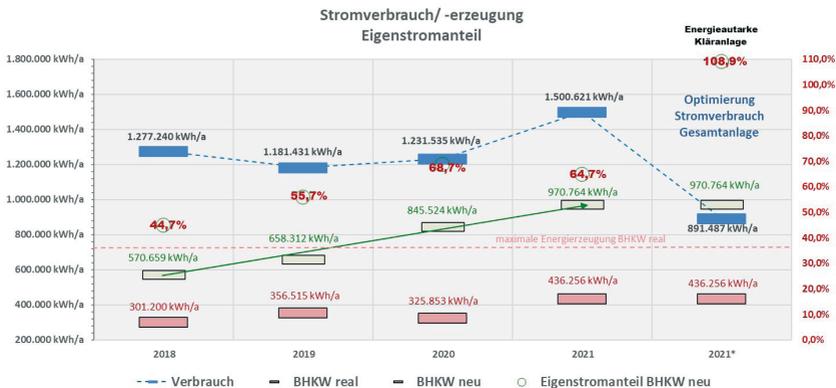


Abb. 5: Stromverbrauch der Kläranlage und erzeugte Strommenge über das BHKW. Projiziert wird der aus dem Faulturn erzeugte Energiegehalt mit einem optimalen ausgelegten BHKW

Der Stromverbrauch der Kläranlage Schwarzbachtal hat sich in den ersten drei Jahren des betrachteten Zeitraums nur wenig verändert. 2021 beobachtet man eine deutliche Zunahme um etwa 300.000 kWh/a. Das ist auf die Inbetriebnahme der SBR-HL als Durchflussanlage zurückzuführen, da die Gefahr einer Überschreitung der Ablaufwerte zu befürchten war (u.a. durch sehr hohe Lastspitzen im Zulauf).

Das vorhandene BHKW kann trotz der Jahr für Jahr steigende Gasmenge aus dem Faulturm ab 2019 kaum mehr Strom erzeugen. Erst nach der technischen Generalüberholung der Anlage hat es Ende 2021 zu einer deutlichen Anhebung der Stromquote gegeben. Allerdings ist man weit weg von der theoretischen Spitzenleistung von 721.650 kWh/a (60,5 % Eigenstromerzeugung).

Gerechnet mit einem modernen BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von $\eta_{el.} = 38 \%$ (Spanne der angebotenen BHKW $\eta_{el.} = 35-42 \%$) so reicht die Leistung des bestehenden BHKW von 90 kW noch aus. Für die Gasmenge und deren Energieinhalt läge die Leistung 2020 schon bei 100 kW und 2021 bei 114 kW elektrische Leistung des BHKWs. Für 2021 entstände damit ein elektrischer Deckungsgrad durch Eigenenergie von knapp 65 %.

2021 hat das zuständige Wasserwirtschaftsamt der Kläranlage verschärfte Überwachungswerte für den Ablauf erteilt. Zudem ist die Kläranlage seit Jahren über die Auslegungsgrenze von 35.000 EW (+ 40,6 % / + 15,4 % / + 46,6 % / + 46,5 %) überlastet und hat mit Fremdwasseraufkommen um die 60 % zu kämpfen. Die Kläranlage wurde 2005 umfassend saniert (2012 ein neuer Faulturm gebaut). Die Steuerung/Regelung der Biologie entsprach den damals innovativen Gesichtspunkten/Flexibilität/Stand der Technik. Siebzehn Jahre später (2022) hat die Steuer-/Regelungs- und Messtechnik mehrere Innovationszyklen hinter sich, die man nutzen kann/sollte. Folgende energieoptimierende Maßnahmen haben wir zugrunde gelegt, um den Gesamtenergieverbrauch der Kläranlage zu senken:

- Optimierung der biologischen Stufe z.B. nach dem C-N-P-Konzept mit verbesserter Steuerung/ Regelung und abgesenkten O_2 -Gehalt in den belüfteten Zonen (Nitrifikationsphasen)
⇒ ca. 215.000 kWh/a
- Ausrüstung der PEGA_{BB} mit Reinsauerstoffbegasung und Adaption der Steuerung/ Regelung gemäß PEGA_{KA}-Patent DE 10 2015 118 988 B4 – momentane Begasung mit Gebläse 46 kW
⇒ ca. 165.000 kWh/a
- Umstellung der PEGA_{BB} auf 60 % Beschickung (nur noch 40 % zur Kammerfilterpresse) – das wird seit Anfang Januar 2022 durchgeführt. Durch mehr Klärgas Erhöhung der Gas- und Stromproduktion
⇒ ca. 225.000 kWh/a

- In die Betrachtung nicht mit einbezogen ist die Rücknahme der SBR-HL als Durchflussanlage. Insbesondere die Hebung des gesamten zufließenden Abwassers auf das Niveau des Hochbehälters und die Teilbelüftung des Beckens mit 46 kW-Verdichter sind energieintensiv.
⇒ Potentielles Einsparpotential: ca. 300.000 kWh/a

Herstellung der **Energieautarkie mit 108,9 %** gemäß Abb. 5 (rechte Spalte 2001*)

1.3 Kläranlagen der Größenordnung 10.000-35.000 EW mit Faulturm und PEGA_{KA}-Verfahren

Der DWA-Kläranlagen-Leistungsvergleich [6] 2020 weist einen energetischen Deckungsgrad von 36 % für Deutschland und für Österreich von 41 % (ÖWAV) durch selbst erzeugten Strom aus. Damit ist Deutschland noch sehr weit weg von einer annähernden Autarkie kommunaler Kläranlagen. „Danach gibt es in Deutschland 3.136 Kläranlagen mit einer Gesamtausbaugröße von 140 Mio. EW, die eigene Faultürme haben“ nach Roos unter Berufung auf das statistische Bundesamt [7] Eine Leistungssteigerung durch das PEGA_{KA}-Verfahren ist oben angedeutet.

In der Vergangenheit sah man die Ausrüstung von Kläranlagen mit Faultürmen der Ausbaugrößen von ≤ 50.000 EW als nicht wirtschaftlich an (wobei die Grenze fallbezogen beweglich war). Mittlerweile hat sich bedingt durch die stürmische Entwicklung der Biogastechnologie eine Anbieterstruktur gebildet, die kompakte, in Fertigbauweise und schnell zu errichtende Faultürme herstellen und liefern kann. Oftmals sind da schon die Gasspeicher mit integriert. In Deutschland gibt es etwa 1.200 Kläranlagen der Größe 10.000-35.000 EW. Davon haben etwa 400 Anlagen schon Faultürme, die die Gasausbeute durch die PEGA_{KA}-Technologie erhöhen könnten. Da verbleiben dann noch 800 Kläranlagen, die Faultürme nachrüsten könnten. Zusammen mit dem PEGA_{KA}-Verfahren besteht die Chance, die Gesamtanlage energieautark oder sogar energiepositiv zu betreiben. Momentan existieren einige Förderprogramme auf EU-, Landes- oder Bundesland-Ebene, die eine hohe Förderquote aufweisen. Eine Finanzierung der Investitionen erleichtert der sehr kurzzeitige Return of Investment (ROI) durch Einsparung von Strombezugskosten und Kosten der Klärschlamm Entsorgung.

In dem obigen Beispiel haben wir das PEGA_{KA}-Verfahren unter Einbeziehung der vorhandenen mechanischen Schlammwässerung beschrieben. Allerdings ist uns bei unseren zahlreichen Laborversuchen und bei der Untersuchung in unserer halbertechnischen Anlage aufgefallen, dass der aus dem Schrägfilter anfallende Schlamm die Eigenschaft besitzt, Wasser zu drainieren/verdunsten. Die Beobachtung haben wir im Labormaßstab nachvollzogen.

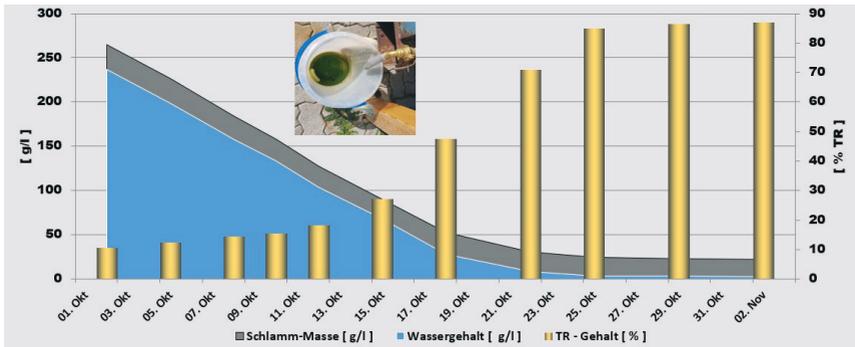


Abb. 6: Der statisch entwässerte Schlamm aus der PEGA_{BB} entwässert unter Umgebungsbedingungen von 10,6 % TR innerhalb von 31 Tagen auf einen TR-Gehalt von 86,9 % TR ohne Staub zu bilden. Während des 9-monatigen Versuches wurde der in der Anlage gesammelte Schlamm in einem Absetzcontainer gestapelt und entwässerte da unter sehr schlechten Bedingungen auf immerhin 24,5 % TR (keine Drainage, geringe Oberfläche) (Bild: Drainage aus Schlammcontainer Schrägfilter)

Kläranlagen in der Größenordnung 10.000-35.000 EW haben bei klassischen Betrieb ohne Faulung schon relativ geringe Klärschlammengen, die zu entsorgen sind. Durch die Faulung an sich reduziert sich die Menge weiter. Das PEGA_{KA}-Verfahren setzt dem noch ein deutlichere Reduktion auf. Für den hohen Wasserverlust des PEGA_{BB}-Schlammes bedarf es einer adäquaten Fläche, die eine gute Verdunstung erlaubt und die Entwässerung des Schlammes unterstützt. Da der Schlamm innerhalb von 30 Tagen getrocknet ist, hält sich der Flächenbedarf für eine Drainage-/Verdunstungsfläche in Grenzen.

Im Folgenden sei eine Kläranlage als Beispiel genannt, die mit 30.000 EW ausgelegt wurde (1998) und momentan nur noch mit < 20.000 EW belastet ist. Trotzdem ist der Klärschlammfall mit 1.300 t/a (nach einem Gespräch Ende 2021 mit dem technischen Leiter sind es wohl nun mehr als 1.600 t/a) immer noch sehr hoch. Den zum Betrieb notwendige Strom kauft man nach aktuellen Preisen der Leipziger Energiebörse ein. 2021 gab es eine bemerkenswerte Erhöhung der Strompreise, die bis heute noch nicht abgeschlossen ist. Eine Projektstudie zur Nachrüstung mit einem Faulturm/Peripherie und dem PEGA_{KA}-Verfahren soll technische und wirtschaftliche Lösungen aufzeigen.

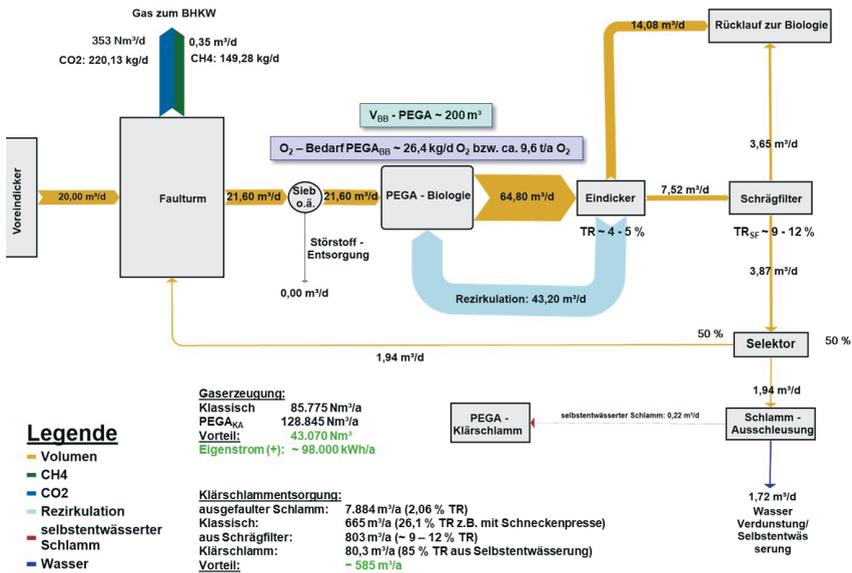


Abb. 7: Schlammstrecke der nachgerüsteten Kläranlage mit Gasproduktion und Schlammbehandlung nach dem PEGA_{KA}-Verfahren. In dieser Variante nutzt man die Selbstentwässerung des PEGA_{KA}-Schlammes aus

Der zu bauende Faulturm soll ein Volumen von 280 m³ haben. Die theoretische Verweilzeit beträgt 13-15 d. Die PEGA_{BB} haben wir mit ~ 200 m³ Beckenvolumen ausgelegt; der theoretische Sauerstoffbedarf ist mit gut 10 t/a sehr niedrig. Die Rezirkulationsquote beträgt hier 2/1. Das sind alles Standardwerte und lassen sich nach unseren Erfahrungen im Betrieb weiter optimieren. Die wichtigsten Vorteile gegenüber den jetzt bestehenden aeroben Betrieb der Kläranlage sind:

- Abgesehen davon, dass es vorher überhaupt kein Klärgas gab, gibt es durch die PEGA_{KA}-Technologie noch einmal gut 50.000 Nm³/d mehr an Gas – das ist eine theoretische Steigerung von ca. 35 % (wie oben gezeigt, lässt sich das praktisch auf mindestens 55 % steigern).
- Die Eigenstromerzeugung deckt demnach 50 % des Strombedarfs der Kläranlage. Nicht mit einbezogen ist die Senkung des Strombedarfes der Hauptbiologie, weil die Primärschlammmentnahme die Biologie besonders bei den sauerstoffzehrenden Summenparameter CSB/TOC und BSB₅ absenkt und damit den Luftbedarf durch Verdichter absenkt. Die Senkung der Rückbelastung insbesondere mit NH₄-N gehört ebenfalls dazu, die bekanntlich zu höheren Energieverbrauch führt. Zudem muss man kein C-Management zur weitergehenden Stickstoffentfernung mit potentiellen Dosierung von C-Quellen betreiben.

- Besonders gravierend wirkt sich die Anwendung des PEGA_{KA}-Verfahrens in dieser Variante auf den Klärschlammanfall aus. Aus den bisher bekannten Mengen (2020) von 1.311 t/a mit 23,5 % TR-Gehalt werden dann berechnete knapp 100 t/a mit 85 % TR.
- Die hier gewählte 50/50 %-PEGA_{KA}-Variante könnte optimiert werden, so dass die Zahlen für den Gasanfall/ Klärschlammmentstehung noch günstiger werden.
- Die Umwelt wird bei der Umstellung mit den vorliegenden Zahlen um 175 t/a CO₂ entlastet. Nicht betrachtet bleiben dabei der Transport des Klärschlammes zur weiteren Verwertung (sei es in der Landwirtschaft oder zur thermischen Verwertung).

Abgesehen von den notwendigen Investitionen zur Errichtung einer Faulung und einer PEGA_{KA}-Anlage senkt die Umstellung von aeroben auf dann aerob/anaeroben Betrieb der Kläranlage die Betriebskosten beträchtlich (über Senkung der Investkosten durch Förderung oder Verrechnung mit der Abwasserabgabe siehe weiter oben). Bislang entsorgt die Anlage den Klärschlamm noch in die Landwirtschaft zur bodenbezogenen Nutzung. Aber spätestens 2032 muss wegen der Verpflichtung zur P-Rückgewinnung der Klärschlamm meist verbrannt werden.

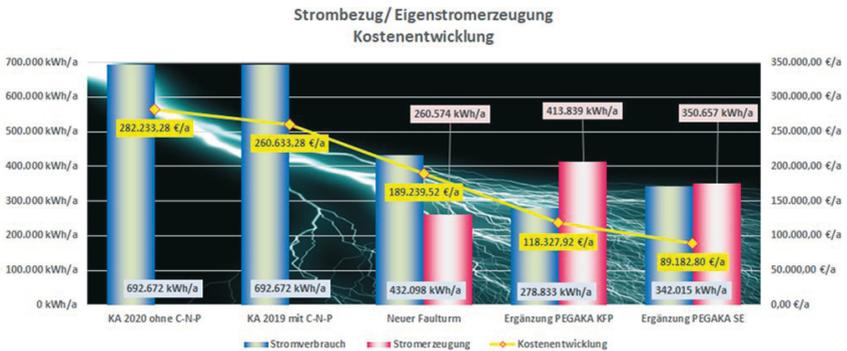


Abb. 8: Finanzielle Konsequenzen aus der Umstellung auf aerob/ anaerobe Betriebsweise inklusive PEGA_{KA}-Varianten a) mit Nutzung/Einbeziehung der Schlammmentwässerung und b) unter Ausnutzung der Selbstentwässerung des PEGA_{KA}-Schlammes

Die Einführung eines Faulturms in das Portfolios der Kläranlage bringt gegenüber des Betriebs aus dem Jahr eine Reduktion der Betriebskosten um ca. 90.000.- €/a (-33 %). Die PEGA_{KA}-Variante unter Einbeziehung der vorhandenen Schlammmentwässerung (hier Kammerfilterpresse) senkt die Betriebskosten um ca. 165.000.- €/a (-58 %). In der Variante Abschaffung Schlammmentwässerung und Ausnutzung der Selbstentwässerung (SE) sind dann sogar Einsparungen von 193.050,48 €/a (-68 %) möglich. Unberücksichtigt bleiben da die Kosten

für den Betrieb der Kammerfilterpresse in Form von Energie (Strom) und Chemikalien zur Schlamm entwässerung (Mannkosten).

Aus den Erfahrungen unseres 3-jährigen PEGA_{KA} -Betrieb auf der Kläranlage Schwarzbachtal sollte es möglich sein, die mit einem Faulturm und der PEGA_{KA} -Technologie zu einem energieautarken oder sogar energiepositiven Betrieb zu optimieren.



Abb. 9: Beispiel kleiner Faultürme: KomBio-Reaktor (Faulbehälter und Gasspeicher in einem) mit 200 m³ Faulvolumen – Lipp GmbH [8] (Links), Areqa GmbH [9] (Mitte), Weltec Biopower GmbH [10] (Rechts)

2 Zusammenfassung

Folgende Punkte sprechen für das Verfahren:

- Das PEGA_{KA} -Verfahren wandelt mehr organische Inhaltsstoffe in Klärgas um. Unter dem damit zusätzlichen verbundenen Wasserverlust **reduziert sich der Klärschlammfall** deutlich.
- Durch die vollständige Behandlung der Trübwässer aus der mechanischen Schlamm entwässerung lassen sich deren Inhaltsstoffe **stark reduzieren**, insbesondere der **NH₄-N um etwa 90 %** (TÜV-Gutachten [11]). Das senkt den Energiebedarf der Hauptstrombiologie und spart möglicherweise die notwendige Zugabe von C-Quellen.
- Aus dem **erhöhtem Klärgasaufkommen** lässt sich mit BHKW/Mikrogasturbinen etc. **grüner Strom** erzeugen. Das stärkt die Eigenstromquote der Kläranlage. Es besteht die Chance, einen **energieautarke bzw. sogar energiepositiven Kläranlagenbetrieb** sicherzustellen.
- Die damit verbundenen **CO₂-Einsparungen** helfen, das auf der COP26-Klimakonferenz in Glasgow 2021 bekräftigte Bekenntnis zur Begrenzung auf < 1,5 °C Erderwärmung zu erreichen.
- Volkswirtschaftlich betrachtet könnte **Deutschland innerhalb von 1-2 Jahren** durch Nachrüstung aller bestehenden Kläranlagen mit Faulturm durch Ergänzung der PEGA_{KA} -Technik eine **Reduktion von ≥ 300.000 t/a CO₂** und mehr schaffen [12] [13] .

- Etwa 800 Kläranlagen in dem Segment 10.000-35.000 EW haben noch keine anaerobe Stufe – da ist noch ein hohes Potential zu erschließen, um den Stromverbrauch und den CO₂-Ausstoß zu senken.
- Für eine potentiell nachzurüstende Kläranlage mit einer Belastung ca. 20.000 EW(real) ergibt sich exemplarisch in der Kombination Nachrüstung Faulturm/Ergänzung mit PEGAKA-Verfahren:

Erzeugung von Klärgas:	200.000-250.000 Nm ³ /a
Stromproduktion:	430.000-540.000 kWh/a
CO ₂ -Einsparungen durch Eigenstromproduktion:	172 t/a-217 t/a

..... und das beispielhaft für **800 Kläranlagen**

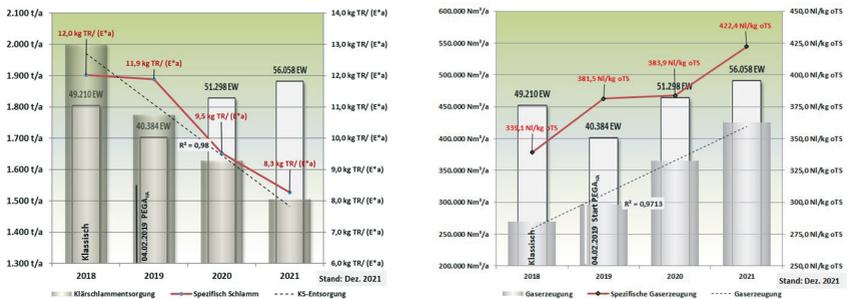


Abb. 10: Entwicklung des Klärschlammaufkommens und der Gaserzeugung innerhalb des 3-jährigen Versuches zum PEGAKA-Verfahren (modifiziert)

Literatur/Quellen

- [1] Kaleß, M. Kohlenstoffausschleusung zur Verbesserung der Energieeffizienz kommunaler Kläranlagen. Aachen: Hrsg. Prof. Dr. Ing. J. Pinnekamp GFA, 2018 ISBN 978-3-938996-54-6
- [2] 28. Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen Stromverbrauch und Stromerzeugung Hrsg. DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abwasser e.V. 2018
- [3] Albert, A. Verfahren zum Betreiben einer Biogasanlage. DE 10 2015 118 988 B4 Deutsches Patent- und Markenamt, 24. 05 2018
- [4] Albert, A. Verfahren zum Betreiben einer Bioreaktoranlage. DE 10 2017 109 733 B4 Deutsches Patent- und Markenamt, 25. 4 2019
- [5] Aschmann, V.; Effenberger, M., Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer, 2012, Seite 47-48 Hrsg. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weißenstephan Internet: <http://www.LfL.bayern.de>
- [6] 33. Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen – Entwicklung des Stromverbrauchs Hrsg. DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abwasser e.V. 2020

- [7] Kapazitätsreserven bei der CO-Vergärung, Klärwerks-Info [online] [Zugriff am: 26. Februar 2022] Verfügbar unter: Kapazitätsreserven bei der CO-Vergärung | Klärwerk.info (klaerwerk.info)
- [8] Quelle (Überlassung Bildmaterial): Lipp GmbH/ Tennhausen Lipp GmbH - Behälterbau - Fermenter - Trinkwasser - Pufferspeicher (lipp-system.de)
- [9] Quelle: (Überlassung Bildmaterial): Arequa GmbH/ Harztor OT Neustadt Arequa
- [10] Quelle (Überlassung Bildmaterial): WELTEC BIOPOWER GmbH/ Vechta Abwasser (weltec-biopower.de)
- [11] Busch, C.; Bewertung der Leistungsdaten einer Containeranlage zur Behandlung von ausgefautem Klärschlamm im Hinblick auf die Rückbelastung der Kläranlage, die Faulgasausbeute und die zur Entsorgung anfallende Menge an Klärschlamm (PEGA_{KA}-Verfahren). Stuttgart : TÜV, 2019
- [12] Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas: Deutschland [online] [Zugriff am 27. Februar 2022] Verfügbar unter: Statistisches Bundesamt Deutschland – GENESIS-Online: Ergebnis 43381-0001
- [13] Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2020 [online] [Zugriff am 27. Februar 2022] Verfügbar unter: CO₂-Emissionsfaktor für den Strommix in Deutschland bis 2020 | Statista

Kontakt

Dr. Thomas Paust, Geschäftsführer

PRO-Entec east GmbH bio engineering, Bergstr. 17, 16928 Gerdshagen

☎ +49 (0)33986.502290 | ✉ info@pro-enteceast.de
🌐 www.pro-enteceast.de

Alfred Albert, Geschäftsführer

PRO-Entec Gesellschaft für Umweltschutz mbH, Hauptstr. 154,
63829 Krombach

☎ +49 (0)6024.63920 | ✉ alfredalbert@pro-entec.de
🌐 www.pro-entec.de

Gärrest als Düngeprodukt

Schließung von Nährstoffkreisläufen als teilweise Refinanzierung von Biogasanlagen?

Zusammenfassung: *Biogasanlagen produzieren ein hochwertiges Düngeprodukt. Der derzeitige Düngemittelmarkt begünstigt deren Marktintegration, da mineralische Düngemittel aktuell knapp und teuer sind (vgl. Zink 2022a). Zudem eröffnet die europäische Düngeprodukteverordnung (EU 2019/1009) die Möglichkeit organische Düngemittel auf Sekundärrohstoffbasis CE-zertifizieren zu lassen und als Produkte im europäischen Markt zu handeln. Die Zielsetzung der Düngeprodukteverordnung soll eine Integration von organischen Recyclingdünger begünstigen und die Schließung von Nährstoffkreisläufen ermöglichen. Somit kann zur Refinanzierung von Biogasanlagen beigetragen werden. Jedoch ist die Verordnung so angelegt, dass feste und flüssige Gärreste aus Biogasanlagen in Deutschland sich nicht darunter subsummieren lassen, da die Anforderungen und Fördermechanismen des EEG's dazu führen, dass u.a. Gärreste aus Anlagen, die den Güllebonus erhalten, nicht CE-zertifiziert werden können und dadurch dem europäischen Markt nicht zur Verfügung stehen. Dieser Beitrag weist auf das Potenzial und die Hemmnisse der Düngeprodukteverordnung hin, um somit zur Refinanzierung beizutragen.*

Abstract: *The objective of the Fertilizer Product Ordinance is to promote the integration of organic recycled fertilizers and to enable the closing of nutrient cycles and could thus contribute to the refinancing of biogas plants. However, the ordinance is designed in such a way that solid and liquid digestate from biogas plants in Germany cannot be subsumed under it, since the requirements and support mechanisms of the EEG mean that, among other things, digestate from plants that receive the manure bonus cannot be CE certified and is thus not available to the European market. This paper points out the potential and the obstacles of the Fertilizer Product Regulation to thus contribute to refinancing.*

1 Recyclingnährstoffe – Alternative zu Mineraldünger

Im Jahr 2019 wurden in der deutschen Landwirtschaft insgesamt 2,4 Millionen Tonnen Düngemittel – der größte Anteil entfiel auf Stickstoffdünger – eingesetzt. Davon entfallen etwa 50 % auf mineralische Düngemittel (vgl. Ahrends 2022) und 50 % auf Düngemittel aus organischen Rohstoffen. Biogasanlagen können organische Reststoffe sehr gut aufwerten, Gärreste weisen hohe Gehalte an Stickstoff und Phosphaten auf. Diese sind jedoch sehr unterschiedlich (vgl. Tab. 1). Aufgrund dieser Unterschiedlichkeit können Landwirte die Düngung nicht immer zielgenau ausbringen. Es braucht gesonderter Düngeanalysen. Das Projekt ReNu2Farm setzt dort an: ReNu2Farm – ein Interreg Nord-West Europa Projekt - untersucht den Einsatz von aufbereiteten organischen Düngeprodukten und den Möglichkeiten eines regionalen Austauschs von Nährstoffen. Ziel

des Projektes ist die Erhöhung des Einsatzes der Hauptnährstoffe (N, P, K) sowie organischem Kohlenstoff (C) zur Pflanzendüngung aus recycelten Rohstoffen. Dabei wurden die Düngewirkung und Pflanzenverfügbarkeit sowie die Rechtsnormen und Marktintegration betrachtet.

Tab. 1: Nährstoffgehalte in festen und flüssigen Gärresten unterschiedlicher Herkunft (in kg/t bzw. Kg/m³) (vgl. DLG 2017)

	Flüssiger Gärrest (NaWaRo)	Fester Gärrest (NaWaRo)	Flüssiger Gärrest (Bioabfall)	Fester Gärrest (Bioabfall)
Trockenmasse (%)	6,9	27,5	6,5	35,6
Gesamtstickstoff (N)	4,9	6,8	4,8	9,2
Phosphat (P ₂ O ₅)	2	6,9	1,8	6,6
Kalium (CaO)	5,2	7,5	2,5	4,3

2 Produktstatus für Recyclingdünger

Im Jahr 2019 wurde die Düngeproduktverordnung (EU 2019/1009) von der EU verabschiedet. Diese tritt im Juli 2022 in Kraft und löst die Verordnung 2003/2003 ab. In der neuen Verordnung werden organische und mineralische Düngeprodukte auf der Basis von Sekundärrohstoffen erfasst und ermöglichen den Recyclingdüngern eine CE-Zertifizierung. Somit können diese Düngeprodukte grenzüberschreitend in der Europäischen Union gehandelt und genutzt werden.

Neben der Definition von Düngeprodukten (FPC) werden in der Verordnung auch mögliche Komponenten (CMC) beschrieben. Diese umfassen die zulässigen Ausgangsstoffe zur Herstellung der Düngeprodukte auf Sekundärrohstoffbasis. Gärreste als Ausgangsmaterial werden in den Kategorien CMC 4 und CMC 5 näher bestimmt. Einige Gärreste können auch der Kategorie CMC 10 (Tierische Nebenprodukte) zugeordnet werden. Abb. 1 fasst die Struktur der Düngeproduktverordnung graphisch zusammen.

EU Düngeproduktverordnung (EU 2019/1009)

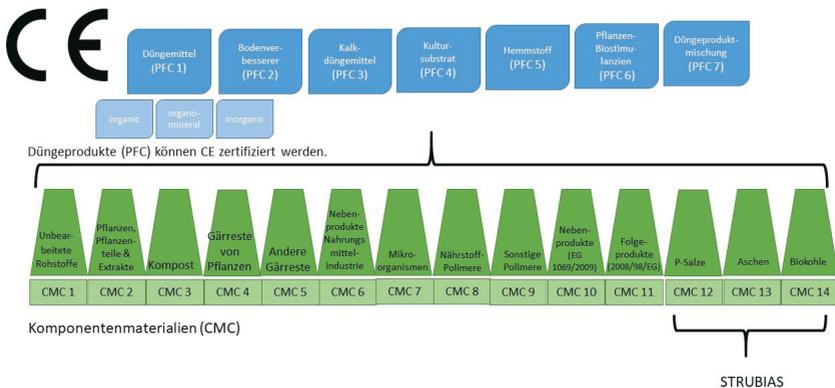


Abb. 1: Struktur der europäischen Düngeproduktverordnung (Bur 2021b)

Die Verordnung ist komplementär. Das bedeutet, dass die EU Düngeproduktverordnung die nationalen Rechtsnormen nicht ersetzt, sondern EU-Norm neben nationalem Düngemittelrecht existiert. Die Produzenten von Recyclingdüngemitteln haben die Wahl, ob sie ihr Düngemittel als CE-zertifiziertes Düngeprodukt anbieten oder als Düngemittel nach nationalem Recht.

2.1 Erhöhung der Zahlungsbereitschaft durch verbesserte Akzeptanz

Die Anerkennung des Produktstatus durch die Düngeproduktverordnung ist ein wichtiger Schritt zu einer verbesserten Wahrnehmung und ein Türöffner für die zukünftige Marktfähigkeit. Häufig ist die Konnotation von Düngemitteln, die auf Reststoffen oder Abfällen (Sekundärrohstoffe) beruhen, negativ, so dass ihre Akzeptanz als auch die Zahlungsbereitschaft der Kunden gering sind (vgl. Bur 2021c).

In einer repräsentativen Befragung (1241 Teilnehmer*innen) im Rahmen des Interreg IV B Projektes ReNu2Farm wurden Einstellungen und Zahlungsbereitschaft für Düngeprodukte auf Sekundärrohstoffbasis von Landwirt*innen in Nordwesteuropa erhoben. In einer Freitextfrage konnten die befragten Personen (404 Rückmeldungen) Begriffe nennen, die sie mit diesen Düngemitteln verbinden: Schwermetall (13,1 %) und Abfall (9,9 %) wurden besonders häufig genannt. Dies weist auf die zuvor beschriebene Zuschreibung von negativen Eigenschaften hin (vgl. Postma 2020).

Die Befragung zeigt aber auch, dass in der Landwirtschaft Kompost und Gärreste die bekanntesten Düngemittel auf Recyclingbasis sind und sich die Nutzung dieser verstärkt hat. Zudem haben 75 % der befragten Personen positive Erfahrungen mit der Nutzung von festen oder flüssigen Gärresten gemacht (vgl. Power 2019).

Trotz vieler positiver Erfahrungen mit flüssigen und festen Gärresten verdeutlicht die Befragung, dass die Zahlungsbereitschaft gering ist. Ein Viertel der befragten Personen ist nicht bereit für Recyclingdüngemittel zu zahlen. Mehr als 50 % würden weniger als für Mineraldünger und nur 9 % würden den gleichen Preis zahlen. Es gibt bei den befragten Landwirt*innen nur eine geringe Bereitschaft mehr für Recyclingdüngemittel zu zahlen als für Mineraldünger (vgl. Abb. 2).

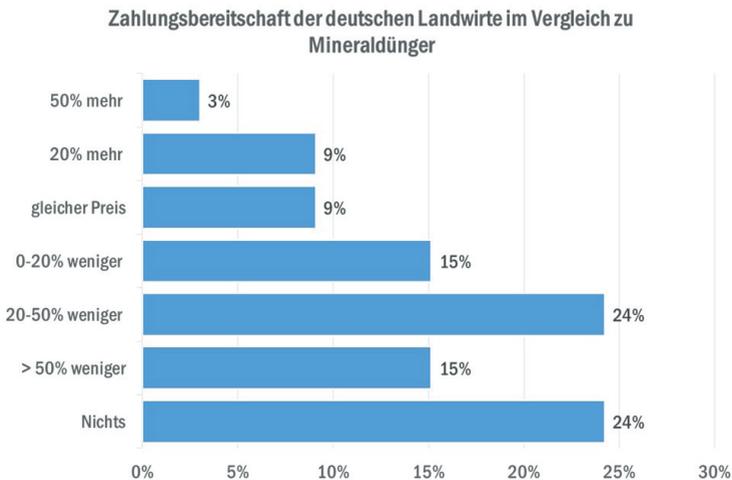


Abb. 2: Zahlungsbereitschaft für Recyclingdünger (n=1241 Landwirte)

2.2 Bedeutung für die Biogasbranche

Im vorangegangenen Kapitel wurden Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft für Düngemittel auf Recyclingbasis dargestellt und die möglichen Auswirkungen die Anerkennung des Produktstatus auf Recyclingdünger hervorgehoben. Langfristig ist eine verbesserte Akzeptanz für Recyclingdüngemittel förderlich für den Preis, der von der Landwirtschaft für flüssige und feste Gärreste gezahlt wird. Aber auch die gesamte Marktsituation wird einen Einfluss auf den möglichen Preis für Gärreste haben:

Die Entwicklungen auf dem internationalen Mineraldüngemittelmarkt im Winter 2021/22 haben zu einer Vervielfachung des Preises geführt. Dieser Anstieg basiert auf einer Steigerung der Energiepreise und einer Verknappung von Rohstoffen. Zusätzlich zu dem bereits vorhandenen Engpass am Mineraldünger-

markt hat der Krieg in der Ukraine zu einer Preissteigerung im Frühjahr 2022 beigetragen. Tab. 2 zeigt die Preisentwicklung für mineralischen Stickstoff- bzw. Phosphordünger.

Der Preisanstieg für Düngemittel hat seit Herbst 2021 dazu geführt, dass Landwirt*innen zurückhaltend Mineraldünger bestellen. Zinke (2022b) geht davon aus, dass mit Ernteeinbußen und steigenden Kosten für Endverbraucher zu rechnen ist.

Tab. 2: Preisentwicklung für Mineraldünger ab Handelslager¹

	19.01.2021	8.6.2021	20.12.2021	21.02.2022	April 2022
Stickstoff (Kalkammonsalpeter) (€/100 kg zzgl. MwSt.)	20,50-22,50	27,50-28,50	61,00-66,00	64,00-66,00	95,25
Phosphor (Triple-Phosphat) (€/100 kg zzgl. MwSt.)	33,50-36,50	45,00	62,90-64,00	68,90-68,90	92,00

Im Januar 2022 wurde von Agrarheute aufgeworfen: „Was ist die knappe Gülle nun wert?“ (Bockholt 2022). In diesem Zusammenhang wurden mögliche Erträge für einzelne Nährstoffe auf der Basis von Gärresten oder Gülle aufgelistet. Für Phosphor (P205) wurden 2,03 €/m³ Gärrest genannt, für Stickstoff (70 % anrechenbar) ein Wert von 7,94 €/m³ Gärrest. Für NPK Nährstoffe aus Gärrest ergibt sich ein Wert von 14,81 €/m³ (vgl. Bockholt 2022). Grundlage für die genannten Werte waren die Düngerpreise vom Dezember 2021, so dass aktuell (vgl. Tab. 2) ein Wert 20,73 €/m³ Gärrest für die NPK Nährstoffe angesetzt werden kann. Da die Ausbringung mit einem höheren Aufwand verbunden ist, müssen diese Mehrkosten in den Preis zusätzlich eingerechnet werden.

2.3 Bestehende rechtliche Hemmnisse der Düngeproduktverordnung

Zuvor wurde die Preisentwicklung für Düngemittel im vergangenen Jahr skizziert, da sich diese positiv auf eine Marktintegration von Düngemitteln auf Recyclingbasis auswirken könnten. Im Folgenden werden die bestehenden rechtlichen Hemmnisse der Düngeproduktverordnung aufgezeigt. Prinzipiell ist die 2019 beschlossene, europäische Düngeproduktverordnung ein Meilenstein, da ein ganzheitlicher Verwertungsansatz angestrebt wird und die Schließung von Nährstoffkreisläufen erreicht werden soll. Dennoch gibt es einige Herausforderungen für Produzenten, die gelöst werden müssen.

¹ Die Daten für den Zeitraum 19.1.2021 bis 4.4.2022 stammen aus den Marktberichten der Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz.

Die Produktion von Düngeprodukten aus Gärresten kann auf

- frischen Gärückstände aus Pflanzen (CMC 4)
- auf anderen Gärückständen als frische Gärückstände aus Pflanzen (CMC 5)
- oder Folgeprodukte im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 (CMC 10) basieren.

Für die Betreiber von Biogasanlagen ist die Nutzung von tierischen Nebenprodukten gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 jedoch problematisch.

In Deutschland gibt es gemäß EEG folgende Arten an Biogasanlagen: Güllekleinlagen, Abfallvergärungsanlagen, NaWaRo-Anlagen und Biomethananlagen. Bedingt durch finanzielle Anreize des sogenannten Güllebonus (EEG 2009) werden in Deutschland Biogasanlagen zumeist mit nachwachsenden Rohstoffen und Gülle betrieben, da dies neben dem Schließen von Nährstoffkreisläufen auch energetisch, zur Steigerung der Biogasausbeute sinnvoll ist (vgl. Amon 2013). Dies schließt jedoch eine Nutzung als Komponentenmaterial aus, denn CMC 4 berücksichtigt ausschließlich pflanzliches Ausgangsmaterial und CMC 5 schließt tierische Nebenprodukte explizit aus (siehe Annex II). Dies bedeutet, dass Gärreste aus hiesigen Biogasanlagen, wenn Gülle zugegeben wird, keine CE-Zertifizierung erhalten können, da sie nicht zulässiges Ausgangsmaterial gemäß Verordnung verwenden.

Gärreste mit Gülleanteil könnten ggf. CMC 10 zugeordnet werden, da diese Komponentenkategorie sich explizit auf tierische Nebenprodukte bezieht. Laut Düngeproduktverordnung sind alle Folgeprodukte im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 dieser Kategorie zugehörig, wenn sie am Endpunkt der Herstellungskette angelangt sind. Durch delegierende Rechtsakte sollen diese Endpunkte definiert werden. Das Europäische Kompostnetzwerk (ECN) weist in seinem Bulletin 3-2022 hin, dass aufgrund der fehlenden Vorgabe zum Ende der Herstellungskette ein faktischer Ausschluss von Düngeprodukten auf der Basis von tierischen Nebenprodukten festgestellt werden kann. Dies bedeutet, dass flüssige und feste Gärreste auch dieser Komponentenkategorie nicht zugeordnet werden können.

Die Nutzung von Gärresten als CE-zertifiziertes Düngeprodukt ist somit ausschließlich Biogasanlagen auf Abfall- oder NaWaRo-Basis möglich. Das angestrebte Ziel der Düngeproduktverordnung die Nutzung von recycelten Nährstoffen zu fördern, wird dadurch konterkariert.

Wie eingangs beschrieben existiert die Düngeproduktverordnung neben dem nationalen Düngemittelrecht. Dadurch können Biogasanlagenbetreiber in Deutschland die Qualität von Gärresten weiterhin durch bspw. die Gütegemeinschaft Kompost sichern lassen. Der Hauptunterschied besteht darin, dass dieses Düngemittel nicht als Produkt bezeichnet werden darf und es nur mit

restriktiven Auflagen auf dem europäischen Binnenmarkt gehandelt werden kann (Bur 2021b).

2.4 Handlungsbedarfe und Empfehlungen an die Politik

Es besteht dringender Handlungsbedarf. Durch die aktuelle Fassung der europäischen Düngeproduktverordnung wird ein Großteil möglicher, organischer Recyclingdüngemitteln aus dem europäischen Marktgeschehen ausgeschlossen. Gerade der derzeitige Mangel an Mineraldüngern und dessen Preis kann die Etablierung von Recyclingdüngemitteln auf dem europäischen Markt verbessern. Dazu sollten durch die Europäische Union zügig Endpunkte in der Produktionskette für Tierische Nebenprodukte definiert werden (vgl. Weiler 2022).

In Zusammenhang mit der Definition des Endpunktes der Produktionskette könnte auch für CMC 5 der Ausschluss von Tierischen Nebenprodukten wegfallen. Somit würde die Möglichkeit eröffnet werden, dass auch diese als Ausgangsmaterial genutzt werden könnten.

3 Zusammenfassung & Ausblick

Durch die europäische Düngemittelproduktverordnung ist es für landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einem üblichen Substratmix aus tierischen Nebenprodukten und nachwachsenden Rohstoffen bisher aus rechtlichen Gründen nicht möglich eine CE-Zertifizierung und den damit verbundenen Produktstatus zu erhalten. Der Zugang zum europäischen Düngemarkt bleibt für diese Recyclingdüngemittel daher bisher versperrt bzw. die Möglichkeit des grenzüberschreitenden Handels wird erschwert.

Unter dem zunehmenden Preisdruck für mineralische Dünger ist jedoch ein politisches Handeln unerlässlich, da Recyclingdüngemittel an Bedeutung gewinnen und eine europaweite Qualitätssicherung als auch der grenzüberschreitende Handel gewährleistet werden muss. Durch eine Anpassung der Düngeproduktverordnung, so dass Gärreste als hochwertige Düngeprodukte gehandelt werden können, werden diese einen Beitrag zur Refinanzierung von Biogasanlagen leisten können.

Literatur/Quellen

- Ahrens, S. (2022): Verbrauch von Düngemittel in der Landwirtschaft in Deutschland nach Nährstoffart 2019. Statista.de. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/161842/umfrage/verbrauch-ausgewaehlter-duenger-in-der-landwirtschaft-in-deutschland/> (zuletzt abgerufen 30.3.2022)
- Amon, T., Döhler, H., Grebe, S., Klages, S., Roth, U., Wilken, D., Wulf, S. (2013): Qualität und Verwertung des Gärückstandes. In: FNR (2013): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 6. Überarbeitete Ausgabe. Gülzow-Prüzen.

- Ashekuzzaman, S. M., Redmond, C., Murphy, J. Bourke, M. (2019): Using recycling-based fertilisers towards better crop nutrient stewardship within agro-industrial food supply chain. Irish Plant Scientists' Association Meeting.
- Bockholt, K. (2022): Düngerkrise: Was ist knappe Gülle nun wert? So müssen Sie rechnen. Hohe Mineraldüngerpreise. Agrarheute. München. <https://www.agrarheute.com/pflanze/getreide/duengerkrise-knappe-guelle-wert-so-muessen-rechnen-588599> (zuletzt abgerufen am 4.4.2022)
- Bur, A. (2021a): Certification Scheme. ReNu2Farm-Report. IZES. Saarbrücken.
- Bur, A. (2021b): Europarechtliche Impulse durch die Düngeprodukteverordnung. Chancen und Hemmnisse für die Bioökonomie. DBFZ Biogasfachgespräch. 3.11.2021.
- Bur, A., Laub, K., Weiler, K., Wern, B. (2021c): Cross-border trade: certification schemes for recycling derived organic fertiliser (RDF). 17th International Conference on Environmental Science and Technology. Athen, Greece.
- Deutscher Bauernverband e. V. (2017): Faktencheck. Stickstoff, Landwirtschaft und Umwelt. Berlin. www.faktencheck-landwirtschaft.de (zuletzt abgerufen 30.3.2022)
- DLG - Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft (2017): DLG-Merkblatt 397. Gärreste im Ackerbau effizient nutzen. 2. Auflage. Frankfurt. <https://www.dlg.org/de/landwirtschaft/themen/pflanzenbau/pflanzenernaehrung/dlg-merkblatt-397-gaerreste-im-ackerbau-effizient-nutzen> (zuletzt abgerufen 26.04.2022).
- European Compost Network ECN e.V. (2022): In a loss for the Circular Economy, Fertilising Products containing animal by-products are frustrated from entering the Single Market under the Fertilising Products Regulation (FPR). ECN E-BULLETIN No. 3_2022. https://www.compostnetwork.info/?mailpoet_router&endpoint=view_in_browser&action=view&data=WzEyNiwiZmlzNzg4ZmQ3MTNmliiwXLCi0OGFhMDliLDEwOSwwXQ (zuletzt abgerufen 5.4.2022).
- Fachverband Biogas e.V. (o. J): Zahlen und Fakten. Freising. <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Zahlen-und-Fakten> (zuletzt abgerufen 30.03.2022).
- Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz: Archiv der wöchentlichen Marktberichte der Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz. <https://www.lwk-rlp.de/de/markt-statistik/marktbericht/archiv/> (zuletzt abgerufen am 4.4.2022).
- Laub, K. (2020): ReNu2Farm. Schwäbisch Hall
- POWER, N., Vesna, V., Harms, I. Laub, K., Lagrange, H. Verleden, I. (2019): Closing the nutrient cycle: what are the properties required by farmers, to encourage the use of recycled derived fertilisers in North West Europe? Conference paper, ENVIRON 2019, Ireland.
- Proplanta (2021): Düngemittelpreise explodieren. https://www.proplanta.de/agrar-nachrichten/deutschland/29-10-2021duengemittelpreise-explodieren_article1635517840.html (zuletzt abgerufen am 4.4.2022).
- Weiler, K., Bur, A. (2022): Policy Advice Report. ReNu2Farm-Report. (unveröffentlichtes Manuskript. IZES. Saarbrücken)
- Zinke, O. (2022a): Düngerpreise: Inputkosten steigen dramatisch – Eine neue Agrarwelt. Agrarheute. München. <https://www.agrarheute.com/markt/duengemittel/duengerpreise-inputkosten-steigen-dramatisch-neue-agrarwelt-591919> (zuletzt abgerufen am 30.3.2022)

Zinke, O. (2022b): Düngerpreise steigen rasant an und kein Ende in Sicht. Agrarheute. In: Land & Forst. Hannover. <https://www.landundforst.de/landwirtschaft/pflanze/duengerpreise-steigen-rasant-kein-ende-sicht-567099> (zuletzt abgerufen am 4.4.2022).

Kontakt

Anna Bur, Wiss. Mitarbeiterin

IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17 Geb. A1, 66115 Saarbrücken

☎ +49 (0)681.84497214 | ✉ bur@izes.de | 🌐 www.izes.de

Entwicklung eines neuartigen biochemischen Verfahrens zur Schwefel-Separation aus Gasen

Zusammenfassung: An der Hochschule Nordhausen wird in einem vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördertes Forschungsvorhaben ein innovatives Verfahren zur redundanten Entschwefelung in Biogas entwickelt. Dabei finden Schwefelbakterien ihre Anwendung, welche bislang in Biogasanlagen noch nicht eingesetzt wurden. Der bei der Vergärung von organischen Stoffen in Biogasanlagen entstehende Schwefelwasserstoff führt zur Motorölversäuerung im BHKW und bewirkt Korrosion bei allen kontaktierten Anlagenbestandteilen. Im Sinne der Reduzierung von kostenintensiven Wartungs- und Ölwechselintervalle muss Schwefelwasserstoff somit weitestgehend aus dem Biogas entfernt werden. Ziel des Verbundvorhabens ist es somit, der Branche langfristig eine effiziente Entschwefelungstechnologie zur Verfügung zu stellen, die eine lange Nutzungsdauer der systemintegrierten Geräte gewährleistet und hohe laufende Kosten für Wartung und Reparatur minimiert. Der Schwerpunkt der Arbeiten liegt in der Kultivierung und Leistungsprüfung der eingesetzten fadenförmigen Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in einer gemeinsam mit dem Verbundpartner UGN-Umwelttechnik GmbH entwickelten fermenterexternen Entschwefelungseinheit. Um die Lebens- und Leistungsfähigkeit der Sulfurikanten unter Realbedingungen bewerten zu können, werden an der Hochschule Nordhausen molekularbiologische Methoden, wie PCR und qPCR, durchgeführt. Darüber hinaus erfolgen beim Verbundpartner Biotechnologie Nordhausen GmbH (BTN) Versuche zur Dauerkultivierung der Sulfurikanten im Bioreaktor, um für einen späteren Praxiseinsatz dem Markt ausreichend Bakterienmasse zur Verfügung stellen zu können. Zum Projektende soll das Upscaling von der Labor- zur Pilotanlage nach den erhaltenen Erkenntnissen und Erfahrungen planerisch, auf Grundlage der Daten einer realistischen landwirtschaftlichen Biogasanlage, durchgeführt werden. Im nächsten Schritt ist die bauliche Umsetzung der Pilotanlage und die Anbindung an eine landwirtschaftliche Biogasanlage geplant.

Abstract: In the University of Applied Sciences Nordhausen an innovative biochemical process is developed for redundant desulphurization of biogas. The project started in 10/2019 and is founded by the Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection (BMELV) on the Agency for Renewable Resources (FNR). The production of hydrogen sulfide during the fermentation of organic substances in biogas plants causes corrosion in all plant components, which are in contact with biogas. Therefore, hydrogen sulfide has to be removed from the gas. The aim of the project is to provide the industry with an efficient desulphurization technology in the long term that guarantees a long service life for the system-integrated devices and minimizes high running costs through maintenance and repairs. The focus of the work is the cultivation of sulfur bacteria *Beggiatoa alba* and *Thiothrix nivea* in order to be able to use large quantities of microorganisms in the desulfurization process. This integrated desulphurization unit is developed by the Gera Company Umwelttechnik GmbH

(UGN). *Molecular biological methods, such as PCR and qPCR, are applied at the University of Applied Sciences Nordhausen to evaluate the activity and productivity of the sulfur bacteria under real conditions. In addition, the sulfur bacteria will be permanently cultivated in a bioreactor by the project partner Biotechnologie Nordhausen GmbH (BTN) in order to be able to provide the market with sufficient bacterial mass for later practical use. At the end of the project, the upscaling from the laboratory to the pilot plant, according to the knowledge and experience obtained, is planned to be carried out, based on the data of a realistic agricultural biogas plant.*

1 Forschungsvorhaben und Zielstellung

Für die Verwertung des Biogases erweist sich der im Gas enthaltene Schwefelwasserstoff als problematisch. Je nach verwendetem Substrat liegen im Rohgas unterschiedlich hohe Schwefelwasserstoffgehalte vor. Typische Konzentrationen bei der Vergärung von Gülle, nachwachsenden Rohstoffen, Bioabfällen und Speiseresten liegen im Bereich zwischen 300 und 5.000 ppm. Bei der Vergärung von Substraten mit einem hohen Proteingehalt, wie z.B. Schlachthausabfälle, können Konzentrationen von bis zu 15.000 ppm auftreten. Schwefelwasserstoff bildet zusammen mit Wasserdampf eine saure Lösung, die sich auf die dem Fermenter nachgeschalteten, kontaktierten Komponenten stark korrosiv auswirkt. Für Blockheizkraftwerke bedeutet dies vor allem die Versäuerung des Motoröls. Die Laufzeit der Jahresbetriebsstunden der Blockheizkraftwerke wird letztlich durch die Häufigkeit der Ölwechsel determiniert. Für eine möglichst lange Nutzungsdauer der Motoren und einen ressourcenschonenden Ölverbrauch muss daher der Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas dauerhaft niedrig gehalten werden.

Gesamtziel des Verbundvorhabens ist es, ein innovatives Verfahren zur optimierten und redundanten Abtrennung von Schwefelwasserstoff zu entwickeln.

Hierzu wurde das bestehende BEKOM-H-Verfahren des Projektpartners UGN-Umweltechnik GmbH auf die speziellen Bedingungen der Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* angepasst und zu BEKOM-H-Bio-Power weiterentwickelt. Daraus ergibt sich ein vollständig externes Biogasentschwefelungsverfahren, das einerseits dem Muster der heutigen konventionellen internen Entschwefelung und deren Vorteilen entspricht, sowie andererseits die Nachteile der internen Entschwefelung (u.a. biogene Korrosion und Hemmung der Methanbildung durch Lufteintrag) aufhebt.

Durch die Verfahrensentwicklung soll eine nachhaltige, hochwertige und von Schwefelwasserstofffrachtschwankungen unabhängige stabile Biogasentschwefelung gesichert und somit ein deutlicher Beitrag zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit von Biogasanlagen geleistet werden.

2 Entwicklung der BEKOM-H-Bio-Power-Entschwefelungsanlage

Für die Durchführung der Untersuchungen wurde die BEKOM-H-Bio-Power-Entschwefelungsanlage des Projektpartners UGN-Umwelttechnik GmbH, wie in Abb. 1 dargestellt, als Laboranlage aufgebaut und an die Forschungsbiogasanlage der Hochschule Nordhausen angeschlossen.

Das bisherige BEKOM-H-Verfahren des Verbundpartners UGN mit den kreislauffähigen eisendotierten BioPellets auf Biertreberbasis diente als Verfahrensgrundlage. Es besteht aus einem mit den BioPellets befüllten Behälter, der von dem zu reinigenden feuchten und warmen Biogas durchströmt wird. Die Gasentschwefelung innerhalb des Behälters erfolgt über chemische Sorptionsprozesse am Filtermaterial. Parallel wird die chemische Entschwefelung biologisch durch die sich mit der Zeit ansiedelnden natürlich vorkommenden Schwefelbakterien unterstützt. Die Hauptentschwefelungsleistung erfolgt hier jedoch chemisch.

Bei dem erweiterten BEKOM-H-Bio-Power-Verfahren handelt es sich um ein biologisch-biochemisches Entschwefelungsverfahren für Biogas, basierend auf der UGN®-Hybridfiltertechnologie. Das Biogas kann über drei mögliche Gaslinien entschwefelt werden. Die Reaktorsäulen werden vom Gas von unten nach oben durchströmt.

In der Entschwefelungsanlage wird durch den Rohgas-Eingang zunächst das Biogas über eine submerse biologische Entschwefelungsstufe geführt. Hierbei erfolgt die biologische Entschwefelungsleistung durch den Einsatz der fadenförmigen Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und/oder *Thiothrix nivea*. Anschließend strömt das Gas über eine autochthone und eine chemische Entschwefelungsstufe zum Reingas-Ausgang. Die autochthone Stufe ist eine weitere biologische Reinigungsstufe, in der die in Biogasanlagen natürlich vorkommenden Schwefelbakterien angesiedelt werden.

Durch die zwei zusätzlichen Entschwefelungsmodule des BEKOM-H-Bio-Power-Verfahrens erfolgt die Hauptentschwefelungsleistung des Biogases nicht mehr chemisch, sondern vorrangig biologisch mit nachgeschalteter chemischer Eisensorption als Sicherheits- und Frachtschwankungsfilter.

Das Zusammenspiel der einzelnen Stufen erfolgt durch die Volumenstromregelung. Mittels dieser Regulierung sollen im Vorhaben die idealen Bedingungen für die Entschwefelungsleistung jeder einzelnen Stufe gefunden und eingestellt werden.

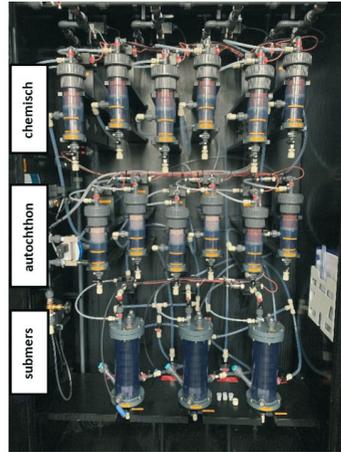
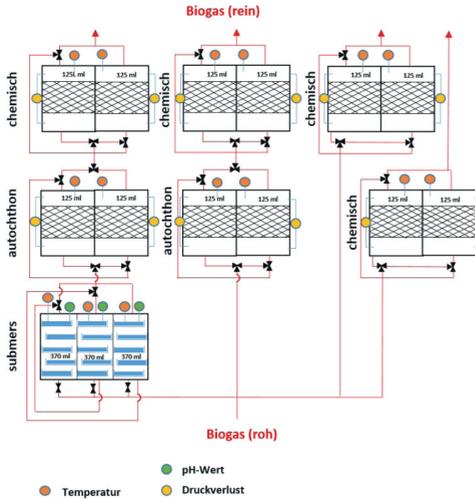


Abb. 1: BEKOM-Bio-Power-Laboranlage; links: Schematische Darstellung der Verschaltung der einzelnen Module im BEKOM-Bio-Power; rechts: aktueller Stand der installierten BEKOM-Bio-Power-Anlage

3 Entwicklung eines Verfahrens zur effektiven Anzucht und Evaluierung von Schwefelbakterien für die submerse Entschwefelung

Innerhalb eines an der Hochschule Nordhausen durchgeführten Vorgängerprojektes (gefördert über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., FNR 22028612) erwiesen sich die Bakterienstämme *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* als potente Schwefelwasserstoffoxidanten für Biogas. In ersten Untersuchungen im Biogasstrom konnte eine Entschwefelungsleistung von bis zu 100 % festgestellt werden.

Die oben genannten Sulfurikanten sind mixotrophe Bakterien, die Schwefelwasserstoffe und andere reduzierte Schwefelverbindungen, wie Thiosulfat, zu elementarem Schwefel, welcher als Schwefelkörnchen in ihren Zellen eingelagert wird, oder zu Sulfat oxidieren. Somit wird der Schwefelwasserstoff aus dem Rohgas reduziert. Die Untersuchungen im vorangegangenen Vorhaben zeigten, dass sowohl *Beggiatoa alba* als auch *Thiothrix nivea* ohne Aufwuchsträger wachsen und im Gasstrom einer Biogasanlage immobilisiert werden können.

Im BEKOM-H-Bio-Power-Verfahren werden zunächst die Sulfurikanten *Thiothrix nivea* in einem flüssigem Nährmedium etagenförmig auf jeweils fünf Trägerelementen je Säule immobilisiert (vgl. Abb. 1, submerse Stufe). Die Trägerelemente werden vom zu entschwefelndem Gas überströmt und so die Bakterien mit Schwefelwasserstoff versorgt. (vgl. Abb. 2)

Bis zum Abschluss der Entwicklung der BEKOM-H-Bio-Power-Laboranlage werden *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* unter idealen Bedingungen in Nährlösungen ohne Biogasstrom gezüchtet.



Abb. 2: Lichtmikroskopische Aufnahme der Bakteriensuspensionen bei einer 400-fachen Vergrößerung; links: *Thiothrix nivea* im Kulturkolben unter sterilen Bedingungen; rechts: *Thiothrix nivea*, Trägerschale nach 30 Tagen Aufenthalt in der submersen Stufe der Entschwefelungsanlage

Aktuell erfolgt die Testphase der Laboranlage mit den Sulfurikanten *Thiothrix nivea* im Gasstrom der 1-m³-Forschungsbiogasanlage. In den letzten Monaten wurde die Entschwefelungsleistung und Wachstumsstabilität der Sulfurikanten überwacht und weitere Optimierungen des Gesamtsystems vorgenommen. In der Abb. 3 ist die Entschwefelungsleistung der submersen Stufe über einen Zeitraum von 6 Monaten dargestellt. Die Bakterien erreichten eine konstante Entschwefelung des Rohgases von durchschnittlich 25-30 %, wobei der Durchfluss des Biogases in Linie A der Entschwefelungsanlage bei 40 l/h lag und einen H₂S-Anteil von 200-300 ppm enthielt.

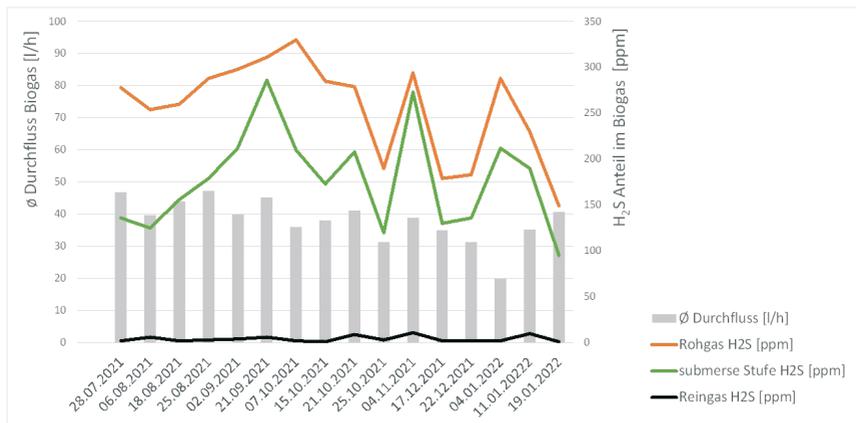


Abb. 3: Darstellung der Entschwefelungsleistung der *Thiothrix nivea* Population in der submersen Stufe der Entschwefelungseinheit mit der durchschnittlichen Durchflussrate [l/h] des Biogases über einen Zeitraum von 6 Monaten

Weiterhin erfolgten eine lichtmikroskopische Betrachtung und eine analytische Untersuchung der bakteriellen Nährstoffversorgung. Dies ist erforderlich, da aktuell keine Erfahrungen im Bereich der Langzeitstabilität von *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in Gemeinschaft mit autochthonen Schwefelbakterien vorliegen. Vorangegangene Untersuchungen zeigen, dass eine Gemeinschaft möglich ist, jedoch ist offen, inwieweit langfristig *Beggiatoa* und/oder *Thiothrix* von autochthonen Schwefelbakterien verdrängt werden. Die Überimpfung eines neuen Nährstoffmediums erfolgte einmal pro Woche, indem 100 ml steriles Medium pro Säule über eine Öffnung oberhalb der Trägerschalen hinzugeführt wurde. Die Flüssigkeit verteilt sich dabei auf die einzeln übereinander gestapelten Trägerschalen und wird in einer Kondensatfalle aufgefangen. Die Untersuchungen zum Nährstoffgehalt des Mediums in den einzelnen Säulen der submersen Stufe über einen Zeitraum von 3 Monaten wiesen keinen Mangel auf (vgl. Tab. 1), aber eine Anreicherung von Schwefel und Natrium wurde bestätigt. Außerdem wurde eine optische Dichte bei 550 nm von durchschnittlich 0,2-0,3 gemessen.

Tab. 1: Nährstoffzusammensetzung des Mediums in den einzelnen Säulen verglichen mit dem Ausgangsmedium von *Thiothrix nivea*

Proben- Bezeichnung	Bor mg/l OS	Eisen mg/l OS	Phosphor mg/l OS	Schwefel mg/l OS	Zink mg/l OS	Kalium mg/l OS	Natrium mg/l OS	Calcium mg/l OS	Magnesium mg/l OS
Medium <i>Thiothrix</i>	0,080	0,800	1,90	11,4	0,11	4,70	35,1	11,2	1,09
Säule 1	0,080	1,02	1,90	22	0,05	5,10	64,5	12,3	1,12
Säule 2	0,080	1,33	2,00	42,5	0,07	4,90	54,9	12,8	1,15
Säule 3	0,080	2,00	2,30	60,6	0,08	5,10	72,8	13,5	1,27

Mittels molekularbiologischer Methodik (PCR, qPCR) wurde die Mikroorganismenpopulation qualitativ und quantitativ überprüft. Für die Konstruktion geeigneter Oligonucleotidprimer wurde das Programm BLAST (Basic Local Alignment Search Tool) / blastn des National Center for Biotechnology Information (NCBI) verwendet. Die eingesetzten Primer zur Identifikation von *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* sind in Tab. 2 dargestellt.

Tab. 2: Verwendete Oligonukleotide zur Bestimmung von *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* mit Sequenz und Schmelztemperatur

Primerpaar	Oligoname	Zielorganismus	Sequenz (5' - 3')	T _m (°C)
Begg4	Begg4F	<i>Beggiatoa</i>	TTC GGG CCT TAC GCT AAC AG	59,4
	Begg4R	<i>Beggiatoa</i>	ATT AAC CAC CTA CGC ACG CT	57,3
Thio1	Thio1F	<i>Thiothrix</i>	GCC ACA TTG GGA CTG AGA CA	59,4
	Thio1R	<i>Thiothrix</i>	GGA GTT AGC CGG TGC TTC TT	59,4

Die verwendeten Oligonucleotidprimer wurden von der Firma Eurofins MWG GmbH erworben. Innerhalb des Vorgängerprojektes (FNR 22028612) erwiesen sich diese Primerpaare als selektiv für die jeweiligen Bakterienstämme und wurden in der PCR-Methode zur qualitativen Analyse getestet und angewendet. Für die Quantifizierung der Sulfurikanten wurden die Proben aus den Säulen der submersen Stufe aufgearbeitet und die genomische DNA mittels thermischen

Aufschlussverfahrens und anschließender Anwendung des NucleoSpin™ soil Kit von Macherey-Nagel GmbH & Co. KG, Deutschland, isoliert. Nach der Isolation wurde die DNA-Konzentration und DNA-Reinheit mittels Spektrophotometrie (ScanDrop Spektrophotometer, Analytik Jena) bei 260 und 280 nm bestimmt. Die isolierte DNA der Bakterienkulturen wurde anschließend in 20 µl Reaktionsvolumen (vgl. Tab. 3) in 8-Well-Mikrotiter-Streifen (Brand) mit fluoreszenzdurchlässigen Abdeckstreifen (Brand) durchgeführt.

Tab. 3: Zusammensetzung der PCR-Ansätze für die quantitative PCR

Komponent	Reaktionsvolumen 20µl	Finale Konzentration
bidest. H ₂ O (steril)	bis 20 µl	-
Luna® Universal qPCR Master Mix	10 µl	1 x
Forward-Primer	1,0 µl	0,5 µM
Reverse-Primer	1,0 µl	0,5 µM
Matrizen-DNA	variabel	<100 ng

Bei den Negativ-Kontrollen wurden anstelle der Matrizen-DNA steriles Wasser eingesetzt.

Zur Amplifizierung der PCR-Produkte wurde das folgende Temperaturprogramm (vgl. Tab. 4) verwendet.

Tab. 4: Temperaturprogramm für die quantitative PCR

Schritt	Zeit	Temperatur	Reaktion
1	15 min	95 °C	Enzymaktivierung
40x	2	95 °C	Denaturierung
	3	58 °C	Annealing
	4	72° C	Elongation
	5	5 min	60 °C
6	15 s	60-95 °C	Schmelzkurve

Die Polymerasekettenreaktion und Fluoreszenzmessung erfolgte in einem qPCR-Thermocycler (TOptical Gradient 96, Biometra). Für die Effizienz- und Linearitätsbestimmung der qPCR-Methode wurden zwei identisch Standardreihen mit jeweils 3 dekadischen Verdünnungen der *Thiothrix nivea*- und *Beggiatoa alba*-DNA innerhalb eines PCR-Laufes untersucht. Aus den ermittelten Durchbruchzyklen wurden Mittelwerte gebildet und die jeweiligen Standardabweichungen berechnet. Für die Bestimmung der PCR-Effizienz wurden die Konzentrationen der Standards halblogarithmisch gegen die Mittelwerte der Durchbruchzyklen aufgetragen und die Geradengleichung berechnet. Die Effizienz der PCR mit dem Primerpaar Begg4 betrug 92 % und mit dem Primerpaar Thio1 95 %. Dies entspricht annähernd der optimalen Effizienz einer qPCR mit einer Verdopplung der Ziel-DNA pro Zyklus. In Abb. 4 ist die durch das optimierte qPCR-Protokoll ermittelte Konzentration in ng/µl der *Thiothrix nivea* Population in der submersen Stufe der Entschwefelungseinheit über einen Zeitraum von 6 Monaten dargestellt. Erste Ergebnisse zeigen, dass nach drei Monaten das

Wachstum der *Thiothrix nivea* nicht mehr ansteigt und ein Plateau bei 3,2-3,5 ng/ μ l erreicht. Gleichzeitig reduzierte sich die Entschwefelungsleistung der Bakterien von durchschnittlich 30 % auf 20 % (vgl. Abb. 3). Weiterführende Untersuchungen werden zeigen, ob optimierte Bedingungen in der Zusammensetzung des Biogases (Erhöhung des H₂S-Gehaltes) und angepasste Nährstoffmedien-Zugabe für die *Thiothrix nivea* Population zu einer erhöhten Entschwefelungsleistung und einem stabileren Wachstum der Bakterien führt.

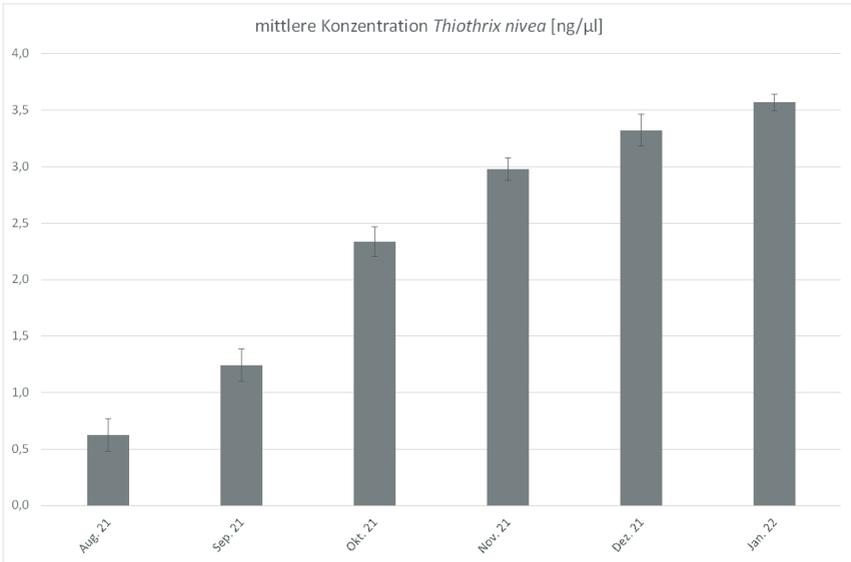


Abb. 4: Entwicklung der mittleren Konzentration [ng/ μ g] der *Thiothrix nivea* Sulfurikanten in der Entschwefelungseinheit mittels des optimierten qPCR-Protokolls über einen Zeitraum von 6 Monaten

4 Dauerkultivierung der Schwefelbakterien und Upscaling der Entschwefelungsanlage

Weiterhin im Projekt integriert, ist die Entwicklung eines Verfahrens zur großvolumigen Kultivierung und damit die permanente Verfügbarkeit der Kulturen *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in größeren Mengen für einen späteren Praxiseinsatz. Die Kultivierung im technischen Maßstab zum Einsatz großer Mengen in der submersen Stufe wird in Bioreaktoren der BTN ausgeführt. Hierbei muss kontinuierlich Nährlösung zugeführt und Bakterienmasse ausgeschleust werden. Die Untersuchungen betreffen vorrangig die zeitliche Einstellung der Zufuhr von Nährstoffen, um außergewöhnlich hohe Bakteriendichten zu erhalten. Dabei gilt es, die Aufmerksamkeit besonders auf die Bedingungen, wie Luft- und Nährstoffverteilung zu legen.

Die stetige Verfügbarkeit großer Mengen an den genannten Kulturen ist essenziell für eine spätere Vermarktung sowohl des BEKOM-Bio-Power-Moduls als auch der Bakterienmasse. (vgl. Abb. 5).



*Abb. 5: links: Gesamte Versuchsanordnung zur Kultivierung von Thiothrix nivea im Glasreaktor;
rechts: Bioreaktor mit Bakterienkultur Thiothrix nivea*

Kontakt

M.Sc., Dipl.-Ing (FH) Marén Podewski

Hochschule Nordhausen, FB Ingenieurwissenschaften

☎ +49 (0)3631.420-744 | ✉ maren.podewski@hs-nordhausen.de
🌐 www.hs-nordhausen.de

Leistungssteigerung und optimiertes Prozessmanagement bei der (integrierten) Produktion des Afrikanischen Raubwelses (*Clarias gariepinus*) in Mecklenburg-Vorpommern

Verwertung von Aquakulturschlamm in der anaeroben Vergärung

Zusammenfassung: *Entgegen dem internationalen Trend stagniert in Deutschland, trotz wachsender Nachfrage, die Menge an Fischen aus Aquakulturanlagen in den vergangenen Jahren. Gründe hierfür sind neben dem starken Preisdruck durch Importe auch die Rahmenbedingungen in Bezug auf behördliche Genehmigungsfragen. Wie bei allen landwirtschaftlichen Produktionsprozessen ist auch hier der Anfall von Sekundärstoffen sowie die Verunreinigung großer Wassermengen ein Problem. Für die Aufreinigung und Verwertung von biogenen Reststoffen aus Industrie und Gewerbe gibt es verschiedene Behandlungsmethoden. Häufig werden dabei anaerobe Vergärungsprozesse eingesetzt. Im Rahmen, des aus Mitteln des Europäischen Meeres- und Fischereifonds (EMFF) und des Landes Mecklenburg-Vorpommern geförderten, Projektes „Leistungssteigerung und optimiertes Prozessmanagement bei der (integrierten) Produktion des Afrikanischen Raubwelses (*Clarias gariepinus*) in Mecklenburg-Vorpommern“ untersucht die Professur für Abfall- und Stoffstromwirtschaft technische Entwicklungen zur Aufreinigung und Reststoffverwertung von Abfallprodukten aus der Aquakultur und Aquaponik. Für die Studie wurde ein UASB-Reaktor (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) über 5 Wochen betrieben. Das Hauptaugenmerk lag hierbei auf der energetischen Verwertung von Aquakulturschlamm in der Mono-Vergärung. Ziel dieser Studie ist es, zu ermitteln, welche Versuchsparemeter für die anaerobe Behandlung von Abwässern aus der Aquakultur im Hinblick auf die Biogasausbeute und -qualität am besten geeignet sind. Die Ergebnisse zeigen, dass die Behandlung in einem UASB-Reaktor ein lukratives Konzept für die energetische Verwertung von Aquakulturschlamm in der Mono-Vergärung ist.*

Abstract: *Contrary to the international trend, the quantity of fish from aquaculture facilities in Germany has stagnated in recent years, despite growing demand. The reasons for this are not only the strong price pressure from imports, but also the general conditions with regard to official authorization issues. As with all agricultural production processes, the accumulation of secondary materials and the contamination of large quantities of water are also a problem. There are various treatment methods for the purification and recovery of biogenic residues from industry and commerce. Often anaerobic digestion processes are used. Within the framework of the project "Performance improvement and optimized process management in the (integrated) production of the African sharp-toothed catfish (*Clarias gariepinus*) in Mecklenburg-Vorpommern", funded by the European Maritime and Fisheries Fund (EMFF) and the state of Mecklenburg-Vorpommern, the Department of Waste and*

Resource Management is investigating technical developments for the purification and residual recovery of waste products from aquaculture and aquaponics. For the study, a UASB reactor (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) was operated for 5 weeks. The focus here was on the energetic utilization of aquaculture sludge in mono-digestion. The objective of this study is to determine which experimental parameters are most suitable for anaerobic treatment of residues from aquaculture in terms of biogas yield and quality. The results show that treatment in a UASB reactor is a lucrative concept for energy recovery from aquaculture sludge in mono-digestion.

Kontakt

M. Sc. Sebastian Foth, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Universität Rostock, Professur Grünland und Futterbauwissenschaften

☎ +49 (0)381.498-3149 | ✉ sebastian.foth2@uni-rostock.de

FORUM B

BIOGENE ENERGIETRÄGER IM TRANSPORT- UND MOBILITÄTS- SEKTOR

Verflüssigung von Biogas als Kraftstoff – Zentrale oder dezentrale Produktion?

Zusammenfassung: Die Verflüssigung von Biomethan ermöglicht die Nutzung von Biogas im LKW- und Schiffsverkehr. Dafür stehen zunehmend auch Verflüssigungsverfahren im kleinen Leistungsbereich zur Verfügung, die zum direkten Einsatz an Biogasanlagen geeignet sind. Neben größeren Einzelanlagen kommt auch der Zusammenschluss mehrerer benachbarter Anlagen in Frage, um eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Leistung zu erreichen. Dem Prinzip der zentralen Verflüssigung mit Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz steht die Aufbereitung und Verflüssigung direkt an den Biogasanlagen gegenüber.

Der Vortrag beschreibt die Stärken und Schwächen der beiden Produktionspfade mit ihren strukturellen Eigenschaften und den Einflüssen auf die Wirtschaftlichkeit und die Marktchancen. Die größte Rolle spielen dabei die Substratkosten – hier bestehen große Unterschiede zwischen Abfallstoffen und Energiepflanzen. Den zweitgrößten Einfluss haben die Kapitalkosten, die vor allem von der Anlagenleistung bestimmt sind. Die Umweltauswirkungen können anhand einer Klimagasbilanz bewertet werden und zeigen einen leichten Vorteil der dezentralen Produktion.

1 Einführung

Die Verflüssigung von Biomethan ermöglicht die Nutzung von Biogas im LKW- und Schiffsverkehr. Dafür stehen zunehmend auch Verflüssigungsverfahren im kleinen Leistungsbereich zur Verfügung, die zum direkten Einsatz an Biogasanlagen geeignet sind. Neben größeren Einzelanlagen kommt auch der Zusammenschluss mehrerer benachbarter Anlagen in Frage, um eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Leistung zu erreichen.

2 Vergleich zentraler und dezentraler Verflüssigung

Mineralölversorger wie Altonoil und Shell realisieren die zentrale Verflüssigung mit Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz. Produktionsmengen von bspw. 35.000 und 100.000 t/a erreichen niedrige Erzeugungskosten und ermöglichen variable Beimischungen zu fossilem Kraftstoff. Die zentrale Verflüssigung ist vor allem durch geringere Verflüssigungskosten und eine gestufte Produktionsweise geprägt. Die Biogasanlagen werden durch Aufbereitungsanlagen ergänzt, die Biomethan in das öffentliche Gasnetz einspeisen. Schwankende Produktionsmengen einzelner Anlagen können daher ausgeglichen werden. Der Vertrieb des Bio-LNG und die Vermarktung der THG-Quote erfolgen durch einen Großakteur, der das erforderliche know how vorhält aber auch einen Teil des Erlöses erhält.

Im Gegensatz dazu erwägen einige Biogasanlagenbetreiber die Errichtung eigener Produktions- und Tankstellen, z.B. in Kooperation mit örtlichen Betreibern von LKW-Flotten. Damit möchten sie regionale Zusammenhänge schaffen und höhere Bio-LNG-Anteile erreichen. Sie streben außerdem die Teilhabe an der gesamten Wertschöpfungskette an – inkl. des Generierens von Erlösen aus dem Handel der Quotenverpflichtungen gemäß RED II. Den höheren Verflüssigungskosten steht der optimierte technische Ablauf durch die Integration aller Verfahrensschritte gegenüber. Grundsätzlich kann auch auf den Anschluss an das Erdgasnetz verzichtet werden, da das Endprodukt mit LKW direkt zu den Abnehmern gebracht wird. Die geringen Entfernungen zu Abnehmern und die Verbindung mit lokalen Verbrauchern stellen weiteren Stärken dieses Wegs dar.

3 Bildung eines Verbunds von Biogasanlagen

Wenn eine Biogasanlage nicht die erforderliche Leistung für die wirtschaftliche Aufbereitung oder Verflüssigung von Biogas aufweist, ist ein Verbund mit benachbarten Anlagen denkbar. In diesem Fall wird ein Netz aus Rohgasleitungen zu dem Standort der Aufbereitungsanlage verlegt. Geringe Entfernungen zählen dabei ebenso zu den Erfolgsfaktoren wie eine preiswerte Leitungsverlegung in offenem Gelände ohne Kreuzung von Straßen und Bahnlinien. Bei ausreichender Kapazität können dazu auch bestehende Leitungen zu Satelliten-BHKW genutzt werden. Wie bei der Biogasaufbereitung an Einzelanlagen sollte die verfügbare Gasmenge im Jahresverlauf relativ konstant zur Verfügung stehen, die Beschränkung z.B. auf Teilmengen im Hochsommer sind nicht ausreichend.

Unter rechtlichen Gesichtspunkten sind ähnliche Substratzusammensetzungen vorteilhaft, um das Biomethan leichter vermarkten zu können. Um das Gasnetz von Beginn an gut auszulasten, sind außerdem Anlagen von Vorteil, die zu ähnlichen Zeitpunkten aus der Stromvergütung gemäß EEG ausscheiden.

4 Klimagasbilanz

Die Klimagasbilanz vergleicht die zentrale (large scale) und die dezentrale Verflüssigung von Biogas (small scale). Die Bereitstellung von Biogas wird aus der Literatur mit einem Mix (50/50 %) aus Biogas aus Bioabfall und aus Gülle bilanziert. Die LNG-Aufbereitungsanlagen (1.372 t und 10.000 t Bio-LNG pro Jahr) werden anhand von vorliegenden Angeboten bilanziert. Die interne Aufbereitung zu Biomethan in der small scale-Variante erfolgt mittels Aminwäsche. Die thermische Energie für die Regeneration der Adsorptionsflüssigkeit wird aus einem Gaskessel, der mit einem europäischen Erdgasmix betrieben wird, bereitgestellt.

Da es um die Bereitstellung eines Kraftstoffes geht, wird als Lebensweg sowohl die Herstellung der Biogase als auch der Betrieb der Aufbereitungsanlagen berücksichtigt. In den Abb. 1 und 2 sind die Systemgrenzen der untersuchten Systeme dargestellt. Die Bereitstellung der Substrate in der Variante small scale

beinhaltet nur den Transport der Substrate zu der Biogasanlage und nicht deren Erzeugung, da diese als Abfallstoffe in anderen Produktsystemen anfallen. Die Systemgrenze large scale umfasst neben der Bereitstellung des Biogases aus Abfall- und Güllebiogasanlagen mit angeschlossener Biomethan-Aufbereitung mittels Druckwechseladsorption und Einspeisung ins Erdgasnetz auch die Verflüssigung des virtuellen Biogases aus dem Erdgasnetz. Die hierfür erforderlichen Strom- und Wärmeflüsse wurden ebenfalls bilanziert.

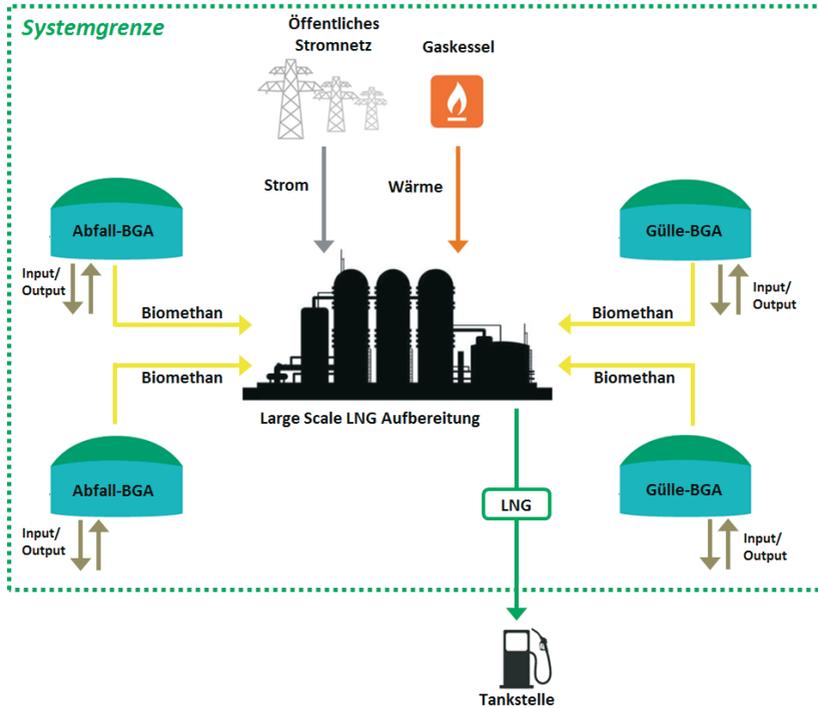


Abb. 1: Bilanzgrenzen der Klimagasbilanzierung bei zentraler Verflüssigung

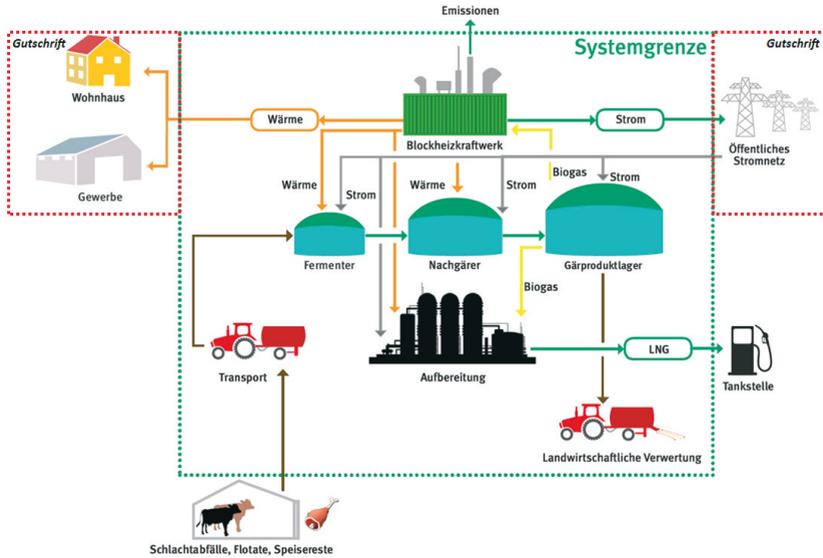


Abb. 2: Bilanzgrenzen der Klimagasbilanzierung bei dezentraler Verflüssigung

Die in Abb. 3 dargestellten Ergebnisse stellen die Aufwendungen und Gutschriften der Varianten gegenüber. An die einheitlich angesetzte Biogaserzeugung mit negativen Werten (Gutschriften gemäß den Standardwerten der RED II) schließt sich in der zentralen Variante die Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans an. Die Verflüssigung erzeugt daher etwas weniger Aufwand. In der Summe wird der geringere Aufwand bei zentraler Verflüssigung wird aber durch den Einspeiseraufwand mehr als aufgewogen.

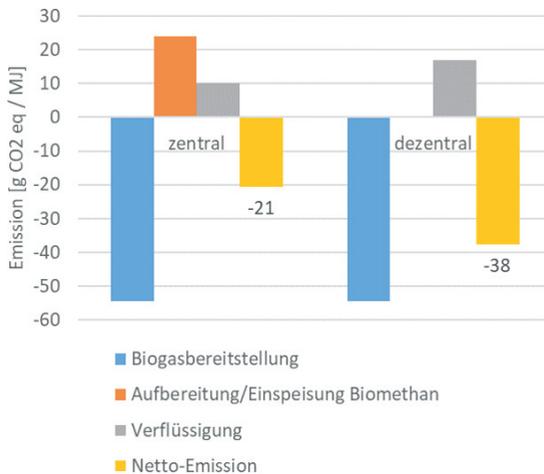


Abb. 3: Ergebnisse der Klimagasbilanzierung bei zentraler und dezentraler Verflüssigung

5 Wirtschaftlichkeit der Biogasverflüssigung

Die LNG-Erzeugungskosten kumulieren alle Einflussfaktoren des Produktionswegs. Die größte Rolle spielen dabei die Substratkosten – hier bestehen große Unterschiede zwischen Abfallstoffen und Energiepflanzen. Den zweitgrößten Einfluss haben die Kapitalkosten, die vor allem von der Anlagenleistung bestimmt sind. Die Betriebskosten sind dagegen vor allem von der Anlagenauslastung beeinflusst. Abb. 4 zeigt die LNG-Bereitstellungskosten anhängig von den Biogaskosten und der Anlagenleistung. Sie werden verringert durch die Erlöse bei Vermarktung der THG-Quote, die sich je nach Substrat und Marktsituation zwischen 3 und 7 Ct/kWh bewegen. Bio-LNG aus Abfällen ist daher doppelt bevorteilt und kann mit den größten Marktchancen erzeugt werden.

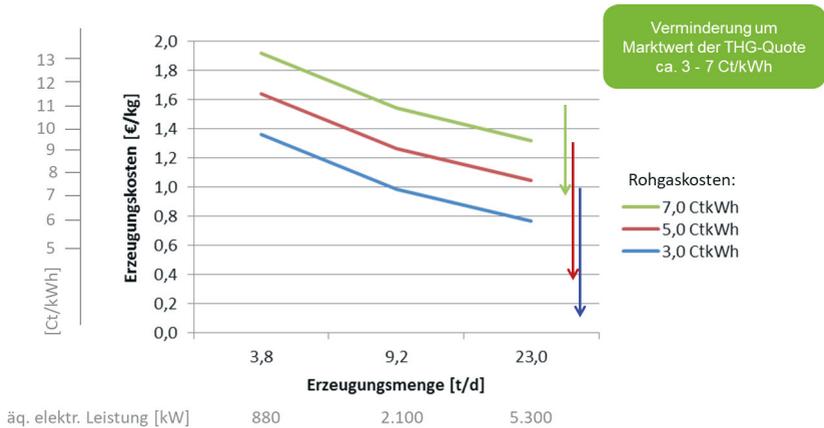


Abb. 4: Erzeugungskosten für Bio-LNG abhängig von der Jahreserzeugung und den Rohgaskosten

6 Modellregion Bio-LNG

Das Modellvorhaben soll durch das beispielhafte Aufzeigen der gesamten Wertschöpfungskette (Erzeugung, Vermarktung und Verbrauch) eine regionale Bio-LNG-Versorgung demonstrieren und so einen Beitrag zum Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur leisten. Niedersachsen bietet hierfür aufgrund des hohen Biogasanlagenbestands besonders gute Möglichkeiten.

Das Vorhaben gliedert sich in 4 Arbeitspakete:

- Technische und umweltrelevante Faktoren werden an einer Verflüssigungsanlage zur Herstellung von Bio-LNG erhoben.
- An zwei neu geschaffenen Tankstellenstandorten in Oldenburg und Göttingen werden für jeweils ein Jahr mobile Tankanlagen betrieben und getestet.

- Das zunehmende Interesse an der Erzeugung, dem Vertrieb und der Verwendung von Bio-LNG wird durch die gezielte Information und Beratung unterstützt. Dabei werden technische und wirtschaftliche Fragen beantwortet und individuelle Beratungen durchgeführt.
- Die Verbreitung der Ergebnisse erfolgt durch Veranstaltungen, Fachveröffentlichungen, einen Projektbeirat und einen begleitenden Arbeitskreis regionaler Wirtschaftspartner.

Das im Zeitraum Oktober 2020 bis September 2022 laufende Pilotprojekt wird aus Mitteln des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz über die NBank gefördert. Projektkoordinator ist das 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie in Werlte. Zum Projektkonsortium gehören die Alternoil GmbH, die LIQUIND 24/7 GmbH und die GasCom Equipment GmbH.

Kontakt

Michael Kralemann

3N Kompetenzzentrum Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V.
Büro Göttingen

✉ kralemann@3-n.info

Umfassende Analyse der Drop-in-Kompatibilität von E-Fuels in Hardware-in-the-loop-Methode

Zusammenfassung: REDIFUEL (Robust and Efficient processes and technologies for Drop In renewable Fuel) ist ein dieselähnlicher synthetischer Kraftstoff, der aus Bio-SynGas und durch FT (Fischer Tropsch) -Syntheseverfahren hergestellt wird. Dieser Kraftstoff ist ein Gemisch von Paraffinen und höherer Alkohole (C6 bis C11). Im Rahmen eines von der EU geförderten Projektes hat Tec4fuels eine umfassende Studie über die Kompatibilität des Kraftstoffs mit der Einspritzanlage von PKW und LKW-Injektoren durchgeführt. Tec4Fuels hat die Kompatibilitätstests mit der Hardware-in-the-Loop-Methode durchgeführt. Das gesamte Kraftstoffeinspritzsystem: Vordruckpumpe, Hochdruckpumpe, Rail und Injektor werden in einem geschlossenen Kreislauf betrieben, wobei der Verbrennungsschritt des Kraftstoffs vermieden wird. In diesem Projekt war Tec4fuels in der Lage, die Tests mit einer Kraftstoffmenge von nur 30 Litern durchzuführen [1]. Darüber hinaus wurde nachgewiesen, dass die Methode selbst in der Lage ist, verschiedene Additive zur Ablagerungskontrolle zu testen, um ein Blockieren des Injektors zu vermeiden [1,2]. Im vorliegenden Beitrag wird das Redifuel-Projekt vorgestellt und die Ergebnisse der Hardware-in-the-Loop-Tests präsentiert.

Abstract: REDIFUEL (Robust and Efficient processes and technologies for Drop In renewable Fuel) is a diesel-like synthetic fuel produced from Bio-syn gas and through FT (Fischer Tropsch) - synthesis process. This fuel is a mixture of higher alcohols from C6 to C11. In an EU-funded project, Tec4fuels has conducted a comprehensive study on the drop in compatibility of the fuel with Passenger car fuel injection equipment and also Heavy-duty injectors. Tec4Fuels has used the Hardware in the loop test method to conduct the compatibility testing. All the fuel injection equipment: fuel supply pump, High-pressure pump, Rail and injector are operated in a closed loop avoiding the combustion step of the fuel. In this project, tec4fuels was able to conduct the testing with as low as 30 liters of fuel quantity. Furthermore, the method itself is proved to be capable of testing different deposit control additives to avoid injector blocking. In the current paper, the Redifuel project will be introduced and also, the results of the Hardware in the loop testing will be presented with complete analysis.

1 Introduction

Tec4Fuels ist spezialisiert auf die Prüfung der Materialverträglichkeit und der Kompatibilität von Kraftstoffkomponenten im Automobilbereich. Die Materialverträglichkeit umfasst die Lagerung von flüssigen Kraftstoffen und den testspezifischen Materialien in einem Langzeitlager und die regelmäßige Analyse ihrer Wechselwirkung über die Lagerzeit. Die Kraftstoff-Komponenten-Verträglichkeit umfasst die Prüfung der Komponenten des Einspritzsystems mit verschiedenen Arten von Kraftstoffen auf einem nicht-motorischen Prüfstand, dem so genannten CoCoS-Prüfstand [2]. Der CoCoS-Prüfstand (Complete common

rail system) ist ein nicht-motorischer Prüfstand, der nach dem Prinzip „Hardware-in-the-loop“ arbeitet und in der Lage ist, alle Komponenten des Kraftstoffeinspritzsystems zu testen. Bei diesem Verfahren sind alle Komponenten des Fahrzeugs, d.h. Kraftstoffversorgungspumpe, Kraftstofffilter, Hochdruckpumpe, Rail und Einspritzdüse, miteinander verbunden und bilden einen geschlossenen Kreislauf. Im aktuellen Thema werden die Ergebnisse der CoCoS-Prüfung erläutert und ihre Wirksamkeit bei der Identifizierung und Lösung von Problemfällen erklärt.

2 Test Rig:

Abb. 1 zeigt das P&ID-Diagramm eines CoCoS-Prüfstandes. Alle Komponenten des Kraftstoffeinspritzsystems sind in einem geschlossenen Kreislauf verbunden. Die Einspritzdüse ist über einen Heizblock mit einem geschlossenen Reaktor verbunden. Dieser Heizblock sorgt für das Aufheizen der Einspritzdüse auf die erforderliche Temperatur, wodurch der Effekt der Düsenerwärmung durch den Einfluss der Verbrennungsgase in einem Motor simuliert wird.

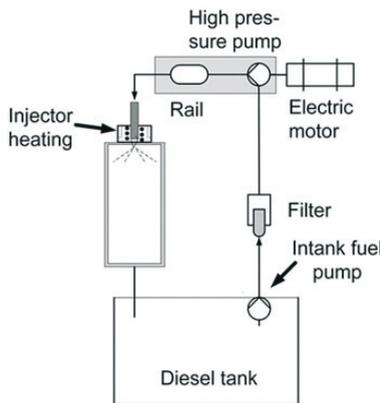


Abb. 1: P&ID von CoCoS Prüfstand

Im CoCoS-Prüfstand wird der Kraftstoff in den Reaktor eingespritzt und dann in den Tank zurückgeführt. Indem die Verbrennung der Kraftstoffproben vermieden wird, können kleinere Kraftstoffmengen für den Test verwendet werden, die bis zu 30 Liter betragen können. Dies trägt auch dazu bei, die Testzeit auf 100 Stunden zu verkürzen. Die Tests werden außerdem in einem Zyklus mit kontinuierlichen Ein- und Ausschaltzeiten durchgeführt, was dazu beiträgt, den Brennstoff und die Komponenten im Laufe der Zeit zu belasten und ihre Haltbarkeit über einen längeren Zeitraum und unter härteren Bedingungen zu testen. Die AUS-Phasen sind ebenfalls wichtig und tragen dazu bei, die Kraftstoffprobe auf Raumtemperatur abzukühlen und ermöglichen es Ablagerungen (falls vorhanden) zu bilden. Der Einfluss von Temperatur, Druck und Zyklusverhalten führt ebenfalls

zu einer Beanspruchung der Kraftstoffproben und damit zu einem beschleunigten Alterungsprozess. Die Prüfung des abgebauten Kraftstoffs mit den Kraftstoffkomponenten kann in kürzerer Zeit Aufschluss über die langfristige Leistung der Kraftstoffkomponenten und des Kraftstoffs selbst geben. Die Verwendung von nur 30 Litern Kraftstoff und die kürzeren Testzeiten stellen einen erheblichen Vorteil gegenüber Motorentests dar und dienen außerdem als kosteneffizienter Screening-Test vor den Motorentests. Diese CoCoS-Prüfung hat auch gezeigt, dass sie in der Lage ist, IDID (Internal Diesel Injector Deposits) zu reproduzieren und ermöglicht darüber hinaus die Verwendung verschiedener Additive, um deren Wirkung bei der Vermeidung der IDID-Bildung zu beobachten.

3 Results and Discussion

Innerhalb dieser Präsentation werden die Ergebnisse der Prüfung eines E-Kraftstoffs und seiner Mischung mit fossilen und Biokraftstoffen diskutiert. Der E-Kraftstoff REDIFUEL (RF) ist ein Gemisch aus einer paraffinischen Komponente und einer Summe höherer Alkohole, die ein dieselähnliches Gemisch bilden, während die Eigenschaften des Kraftstoffs nahe an den Grenzwerten der EN590 liegen. Dieser Kraftstoff wurde mit dem CoCoS-System getestet, um die Kompatibilität mit den kraftstoffführenden Komponenten des PKW und des LKW zu prüfen. In den ersten Tests wurde die reine Komponente des Kraftstoffs A mit den PKW-Komponenten getestet. Alle Komponenten und Materialien zeigten eine hohe Kompatibilität mit dem Kraftstoff und es wurde kein Einfluss auf die Durchflussrate der Einspritzdüse oder die Funktionalität der Komponenten festgestellt. Auch die 50:50-Mischung aus RF und EN590-Diesel wies eine hohe Kompatibilität mit allen Komponenten auf, und es wurden keine Probleme mit der Mischbarkeit beobachtet.

Die Mischung aus 50:50 B7 (EN590-Mischung mit 7 % FAME) und RF zeigte jedoch nach 100 Stunden Testlauf ein Blockieren der Einspritzdüsen. Dieses Verhalten wiederholte sich auch im entsprechenden Wiederholungstest. Durch die Verwendung eines DCA (Deposit Control Additive) im Kraftstoffgemisch wurde die Ablagerungsbildung verhindert. Bei der Analyse der Einspritzdüse, scheint die Ventilscheibe (siehe Abb. 2) in der Einspritzdüse blockiert zu sein. Die Bewegung der Ventilscheibe ist vollständig blockiert und seine Dichtung sitzt fest, wodurch der Kraftstofffluss zur Düse verhindert wird.



Abb. 2: Demontierte Injektor und die im roten Kasten markierte blockierte Stelle ist vergrößert

Obwohl das reine RF eine Normkonformität gezeigt hat, gab es einen Hinweis auf IDID in den Messungen der Einspritzrate (siehe Abb. 3) [1,3]. Die Einspritzdüse zeigte in beiden Messpunkten ein verzögertes Schließen und wodurch das eingespritzte Volumen beeinflusst wird. Die Verschiebung der Einspritzrate wurde durch die Zumischung von FAME verstärkt.

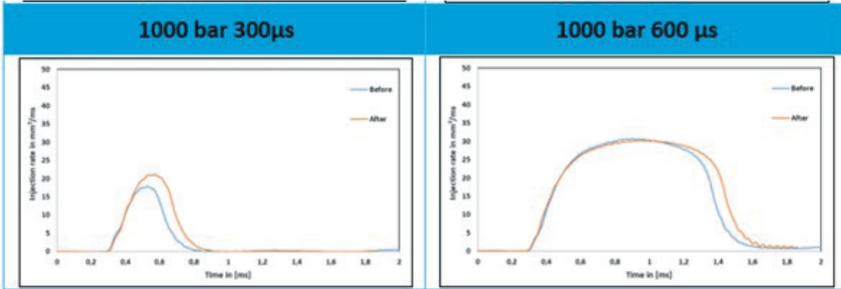


Abb. 3: Messung der Einspritzrate eines mit Pure RF getesteten Injektors (PKW)

Darüber hinaus wurden der RF und seine 50:50-Mischung mit EN590-Diesel auch mit LKW-Einspritzdüsen getestet. Die Komponenten zeigten eine hohe Kompatibilität, jedoch zeigte die Rückvermessung der Injektoren auch erste Anzeichen von IDID (siehe Abb. 4). Eine Blockade der Einspritzdüsen wurde nicht beobachtet. Weitere Untersuchungen zum Einfluss der Kraftstoffalterung auf die IDID sind Gegenstand zukünftiger Untersuchungen.

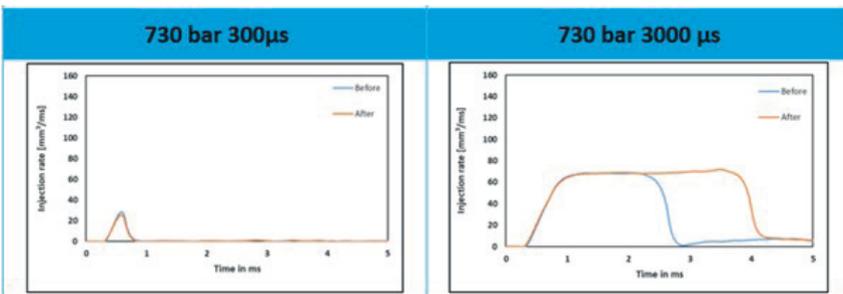


Abb. 4: Messung der Einspritzrate eines mit Pure RF getesteten Injektors (LKW)

4 Conclusion and Outlook

Die CoCoS-Methode hat ihr Potenzial zur Prüfung der Kompatibilität von Kraftstoff und Komponenten gezeigt. Die Untersuchung von verschiedenen Komponenten und Kraftstofftypen sowie die freie Parametrierung macht die Testmethode sehr flexibel. Die Möglichkeit, die Wirksamkeit von Additiven zu testen, macht die Methode außerdem vielseitiger für die Anwendung. Auch die Möglichkeit, Tests mit weniger als 30 Litern Kraftstoff und in einer Testzeit von nur 100 Stunden durchzuführen, macht sie zu einer potenziellen Screening-Methode.

Literatur/Quellen

- [1] Hoffmann, H.; vom Schloß, H.: „Development of a Non-Engine Fuel Injector Deposit Test for Al-ternative Fuels (ENIAK-Project)“ in Bartz, W.J.: Fuels: Conventional and Future Energy for Au-tomobiles; 9th International Colloquium, January 15 - 17, 2013; TAE, Ostfildern, 2013, p. 613-615, ISBN 98-3-943563-04-7
- [2] Hoffmann, Hajo. A Contribution to the Investigation of Internal Diesel Injector Deposits. Herzogenrath: Shaker Verlag GmbH, 2018. ISBN 978-3-8440-5953-3
- [3] Hoffmann,Hajo; Sebastian Deist; Koch, Winfried; Lucka, Klaus; Development of a Non-Engine Fuel Injector Deposit Fuel Test: Results: TAE, Ostfildern 2015

Kontakt:

Chandra Kanth Kosuru

TEC4FUELS GmbH

Kaiserstraße 100, D-52134 Herzogenrath

☎ +49 (0)2407.55830-18 | 📞 +49 (0)2407.55830-99

✉ Chandrakanth.Kosuru@tec4fuels.com

Biomassebasiertes Methanol als Kraftstoff einer emissionsarmen Mobilität?

Eine ökologische und ökonomische Well-to-Wheel-Analyse

Zusammenfassung: Emissionsarme Flüssigkraftstoffe wie Methanol stellen eine vielversprechende Möglichkeit dar, fossile Kraftstoffe zeitnah effektiv zu substituieren. In der vorliegenden Studie wurden 6 Lebenszyklen emissionsarmen Methanols nach ökologischen und ökonomischen Kriterien bewertet. Unter Anwendung der Bilanzierungsmethodik aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) konnte gezeigt werden, dass Methanol mit THG-Emissionen von 18,5 bis 22,9 g_{CO₂,eq} MJ⁻¹ als RED II konformer Kraftstoff ausreichend emissionsarm hergestellt werden kann. Entscheidend für Biomethanol ist dabei Wahl und Anbau der Biomasse, wohingegen für E-Methanol die Verfügbarkeit erneuerbarer Elektrizität und Wärme maßgeblich ist. Die Betrachtung des Versauerungspotenzial und der Eutrophierung hat außerdem ergeben, dass Biomethanol verglichen mit E-Methanol und Benzin die höchsten Umweltbelastungen für Böden und Gewässer aufweisen. Unter Berechnung von OpEx und CapEx konnte gezeigt werden, dass Biomethanol mit spezifischen Kraftstoffkosten von 2 bis 3 ct MJ⁻¹ konkurrenzfähig zu Benzin produziert werden kann. Für E-Methanol liegen die Kosten aufgrund der kostenintensiven grünen Wasserstoffherstellung bei 3,5 bis 6 ct MJ⁻¹.

Abstract: Low-emission liquid fuels such as methanol represent a promising opportunity to substitute fossil fuels in the near future. Therefore, 6 life cycles of low-emission methanol were evaluated based on ecological and economic indicators. Using the life cycle assessment method from the Renewable Energy Directive (RED II), it was revealed that a RED II compliant methanol production with GHG-emissions of 18.5 to 22.9 g_{CO₂,eq} MJ⁻¹ is achievable. The decisive factor for biomethanol is the cultivation of biomass, whereas the availability of renewable electricity and heat is critical for e-methanol. Furthermore, analysis of the acidification potential and eutrophication showed that bio-methanol has the highest environmental impact on soil and water compared to e-methanol and petrol. By calculating OpEx and CapEx, it could be shown that biomethanol can be produced competitively with gasoline with specific fuel costs of 2 to 3 ct MJ⁻¹. For e-methanol, the costs are 3.5 to 6 ct MJ⁻¹ due to the cost-intensive green hydrogen production.

1 Einleitung

Während im Zeitraum von 1990 bis heute in Deutschland Sektoren wie Industrie, Energie und Landwirtschaft bereits bedeutsame Treibhausgas-Emissionsreduzierungen (THG) von 24,6-46,9 % erzielen konnten, droht der Verkehrssektor mit lediglich 9,4 % seine Klimaziele langfristig zu verfehlen [1]. Zurückzuführen ist dies auf die langsame Marktdurchdringung sowie dem zeit- und kosteninten-

siven Aufbau einer Ladeinfrastruktur alternativer Antriebskonzepte (Elektro- und Wasserstoffmotor). Ferner lassen sich Transportbereiche wie der langlaufende Straßenverkehr, als auch die Schiff- und Luftfahrt nur schwer zeitnah elektrifizieren, wodurch diese weiterhin auf flüssige Kraftstoffe angewiesen [2]. Dies führt dazu, dass der Verkehrssektor nach wie vor zu über 93 % von fossilen flüssigen Energieträgern abhängig ist [3]. Folglich besteht dringender Handlungsbedarf, emissionsarme flüssige Kraftstoffalternativen komplementär zu strom- und wasserstoffgetriebenen Antriebskonzepten zu implementieren, um die THG-Emissionen des Verkehrssektors zeitnah in seiner Gesamtheit nachhaltig zu senken [4].

Ein vielversprechender flüssiger Ersatzkraftstoff, der im Verbrennungsmotor oder in Brennstoffzellen eingesetzt werden kann, ist Methanol. Mit einem globalen Bedarf von 110 Mt im Jahr 2019 zählt Methanol zu den meistgehandelten organischen Chemikalien weltweit und besitzt neben einem etablierten Markt langjährige Kenntnisse in Produktion und Lagerung sowie vorteilhaften Kraftstoffigenschaften [5]. Durch dessen vergleichbaren Handhabung zu Benzin ließe sich darüber hinaus die vorhandene Kraftstoffinfrastruktur unmittelbar nutzbar machen. Zudem konnte die Anwendbarkeit von Methanolkraftstoffen bereits in Ländern wie China, Indien und Island aufgezeigt werden, bei denen der kommerzielle Kraftstoffmix bereits zu mehreren Prozent aus Methanol besteht [6], [7].

Methanol wird aus den Stoffen Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) nach den Gleichungen (1.1) und (1.2) synthetisiert, wofür eine Vielzahl verschiedener Arten von fossilen und erneuerbaren Rohstoffen infrage kommen.



Zur Kennzeichnung des Ursprungs des produzierten Methanols hat sich dabei ähnlich wie beim Wasserstoff eine Farbenlehre etabliert. Zum jetzigen Zeitpunkt dominieren mit einem Anteil von über 98 % Erdgas (Graues Methanol) und Kohle (Braunes Methanol) basiertes Methanol die globale Herstellung. Durch die Notwendigkeit erneuerbarer flüssiger Kraftstoffalternativen haben nun auch die erneuerbaren Gesteigungspfade zunehmend an Bedeutung gewonnen (TRL 6-9) [7]. Unterschieden wird dabei zwischen strombasierten E-Methanol und Biomethanol. Strombasiertes E-Methanol zeichnet sich durch die Verwendung von grünem H₂ und recyceltem CO₂ aus, welches mittels Carbon-Capture-Methoden gewonnen wird. Die Herstellung für Biomethanol erfolgt analog zu den fossilen Gesteigungspfaden durch die Herstellung von Synthesegas (CO + H₂).

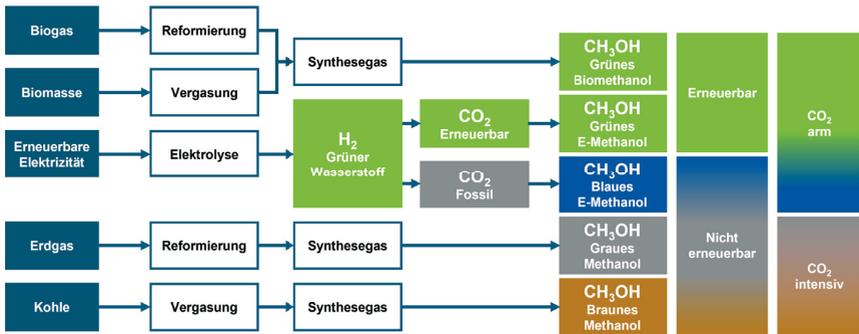


Abb. 1.1: Auswahl verschiedener Methanolgestehungspfade

Um das Potenzial der erneuerbaren Gestehungspfade a priori bewerten zu können, müssen bereits im frühen Entwicklungsstadium techno-ökonomische und ökologische Bewertungen des Kraftstofflebenszyklus vorgenommen werden. Maßgeblich für die erlaubten Umweltwirkungen sind die Vorgaben für erneuerbare Kraftstoffe der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2 (RED II) [8]. Die wichtigsten Richtlinien der RED II für den Einbezug erneuerbarer Energien im Verkehr sind zum einen die erforderliche Mindesteinsparungen von Treibhausgasen sowie die Nachhaltigkeitskriterien des Biomasseursprungs von Biokraftstoffen. Unterschieden wird in der RED II zwischen Biokraftstoffen (Biomethanol) und erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) wie E-Methanol. Die THG-Einsparungen gegenüber dem Vergleichswert fossiler Kraftstoffe von $94 \text{ g}_{\text{CO}_2, \text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ sollen $\geq 65 \%$ für Biokraftstoffe und $\geq 70 \%$ für RFNBOs betragen.

Weiterhin muss geprüft werden, inwiefern die Kraftstoffgestehungskosten gegenüber fossiler marktbestimmender Referenzkraftstoffe konkurrenzfähig sind. In der vorliegenden Studie wird daher zur Potenzialbestimmung von erneuerbaren Methanolkraftstoffen eine vergleichende Lebenszyklusanalyse verschiedener Kraftstoffe nach ökologischen und ökonomischen Kennzahlen vorgenommen.

2 Methodik

Der erste Schritt zur Bewertung eines Kraftstofflebenszyklus liegt in der Definition der funktionellen Einheit und eines geeigneten Bilanzraums. Als funktionelle Einheit wird gemäß den Vorgaben der RED II der Energiegehalt des Kraftstoffes bezogen auf den unteren Heizwert (LHV in MJ) gewählt. Der Bilanzraum (vgl. Abb. 2.1) umfasst den gesamten Lebenszyklus des Kraftstoffs und wird unterteilt in Kraftstoffherstellung (Well-to-Tank) und Kraftstoffnutzung (Well-to-Wheel). Bilanziert werden neben den dargestellten Prozessen des Vordergrundsystems ebenfalls der Bedarf von Betriebsmitteln und Energie, welche durch den Produktionsmix des bestehenden Marktes (Hintergrundsystem) zur Verfügung stehen. Evaluiert werden insgesamt 8 verschiedene Kraftstoffpfade, welche im Folgenden genauer erklärt werden.

2.1 Betrachtete Kraftstoffpfade

E-Methanol: Die direkte Synthese aus CO_2 und H_2 zu Methanol besteht aus den Prozessschritten der Wasserelektrolyse (PEM-Elektrolyse), der CO_2 -Gewinnung und der eigentlichen Syntheseinheit. Die Syntheseinheit ist als aggregierter Prozess bestehend aus CO_2 -/ und H_2 -Kompression, Reaktor und Destillation zu verstehen [9], [10]. Die beiden zu untersuchenden Szenarien ergeben sich aus den unterschiedlichen Szenarien der CO_2 -Gewinnung. Bei Pfad 1 wird das CO_2 der Atmosphäre mittels Direct Air Capture (DAC) [11] entzogen, wohingegen für Pfad 2 das CO_2 einer bereits bestehenden biogenen CO_2 -Punktquelle durch eine Aminwäsche (CCU) abgeschieden und genutzt wird [12]-[14]. Zur Versorgung der Energie aus dem Hintergrundsystem wird angenommen, dass die Elektrolyse ausschließlich mit erneuerbarem Strom gespeist wird, während die restlichen Prozesskomponenten Wärme und Strom aus dem kommerziellen Netz bezogen werden.

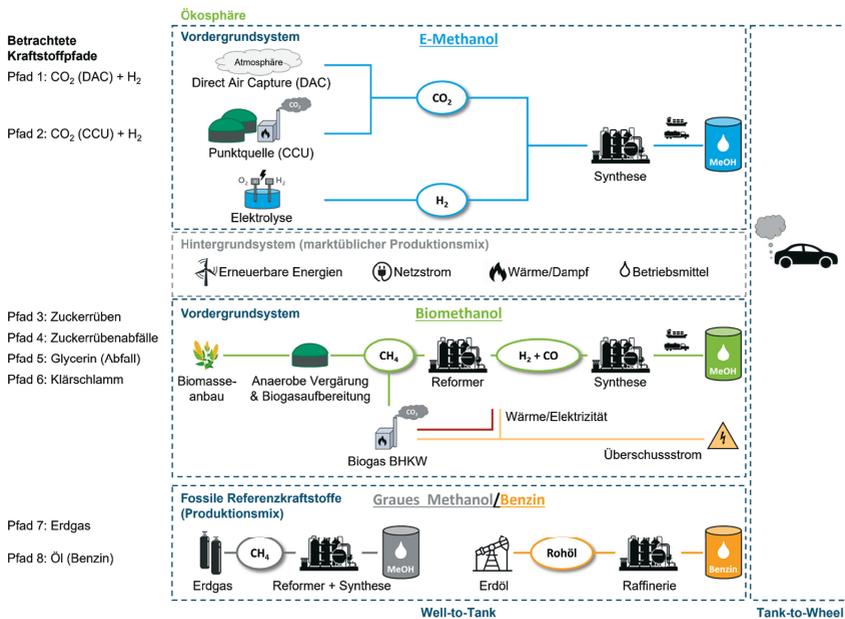


Abb. 2.1: Bilanzraum und Definition der betrachteten Kraftstoffpfade

Biomethanol: Die Biomethanolfpade teilen sich auf in Biomasseanbau, anaerobe Vergärung, Biogasaufbereitung zur Gewinnung von Biomethan, einer Dampfreformierung und der Methanolsynthese [15]-[17]. Weiterhin wird bei der anaeroben Vergärung Entsorgung und Ausbringen des entstehenden Gärrests für landwirtschaftliche Zwecke berücksichtigt. Überdies wird angenommen, dass Strom und Wärme durch ein wärmegeführtes Biogas-BHKW bereitgestellt wird [15]. Dabei wird neben dem eigentlichen Methanolkraftstoff zusätzlicher Überschussstrom produziert, welcher ins Netz eingespeist wird. Untersucht werden

insgesamt vier verschiedene Substrate zur Biomethanolherstellung. In Pfad 3 wird die vollständige Zuckerrübe als Energiepflanze mit hoher Methanausbeute als Substrat verwendet. Pfad 4 (Zuckerrübenabfälle) und 5 (Glycerin) sollen die Nutzung biogener landwirtschaftlicher Reststoffe darstellen, welche nach RED II zur Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil A geeignet sind. In Pfad 6 wird Biomethan aus einer marktüblichen Klärschlammvergärung verwendet.

Referenzkraftstoffe graues Methanol und Benzin: Zur Überprüfung der ökologischen und ökonomischen Sinnhaftigkeit der nachhaltigen Methanolkraftstoffe, werden als Vergleichswerte die fossilen Kraftstoffe graues Methanol (Pfad 7) und Benzin (Pfad 8) herangezogen. Um die aktuelle Herstellungspraxis bestmöglich zu repräsentieren, wird der marktübliche Produktionsmix angenommen.

2.2 Bewertungsmethodik

Ökobilanz: Die Ökobilanz ist ein Werkzeug zur Beurteilung der Umwelteinflüsse eines Produktlebenszyklus. Bilanziert werden dabei jegliche Stoff- und Energieströme, die zwischen Ökosphäre und Vorder- sowie Hintergrundsystem ausgetauscht werden. Entsprechend den Vorgaben der RED II müssen dazu diverse Vorgaben beachtet werden. Bei der Verwendung von Reststoffen wie Zuckerrübenabfälle und Glycerin, müssen keine Umwelteinflüsse des Anbaus berücksichtigt werden. Weiterhin wird jegliches biogenes CO₂, ungeachtet ob es durch Biomassewachstum aufgenommen oder durch Verbrennungen frei wird, nicht in die Bilanzen mit aufgenommen.

Sollte ein Lebenszyklus mehrere Produktströme aufweisen, werden die verursachten Emissionen entsprechend dem Energieanteil prozentual alloziert. Somit wird bei den Gesteigungspfaden des Biomethanols, bei denen chemische Energie als Kraftstoff und elektrische Energie gleichzeitig generiert werden, die Emissionen prozentual aufgeteilt. Die der Umwelt entnommenen Ressourcen und an die Umwelt abgegebenen Emissionen oder Abfallströme werden anschließend nach etablierten Methoden gewichtet und Umweltwirkungskategorien zugeordnet. In der vorliegenden Studie wurde dazu die CML-Methode verwendet. Betrachtet wurden die Umweltwirkungskategorien Treibhausgaseffekt (GWP; kg_{CO₂,eq}), Erschöpfung fossiler Ressourcen (ADP; MJ), Versäuerungspotenzial (AP, kg_{S_{O₂,eq}}) und Eutrophierung (NP, kg_{P_{O₄,eq}}). Modelliert wurden die Lebenszyklen mit der Software GaBi des Herstellers Sphera Solutions Inc., wobei die Datenbanken von Sphera und Ecoinvent verwendet wurden. Dabei wurden nach Möglichkeit lokale, deutschlandspezifische Datensätze verwendet.

Ökonomische Analyse: Grundlage für die ökonomische Analyse ist die Berechnung der Investitionskosten (CaEx) und der Betriebskosten (OpEx). Die Gesteigungskosten werden nach der Kapitalwertmethode gemäß VDI-Richtlinie 6025 berechnet, für den Fall, dass der Nettobarwert der Investition nach Lebensdauer N der Anlage genau null beträgt [18].

$$\text{Spezifische Methanolkosten} = \frac{\text{CapEx} + \sum_{n=1}^N \frac{\text{OpEx}_n}{((1+i) * (1+\beta))^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{m_{\text{MeOH}_n}}{((1+i) * (1+\beta))^n}} \quad 2.1$$

So lassen sich alle Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage erfassen und anschließend multipliziert mit dem unteren Heizwert von Methanol (LHV) in der Einheit ct MJ⁻¹ ausdrücken. Es wird von einem kalkulatorischen Zins i von 8 %, einer durchschnittlichen Inflationsrate β von 2 % sowie einer Anlagenlebensdauer N von 20 Jahren ausgegangen. Zur Bestimmung der CapEx werden degressive Kostenmodelle verwendet, welche Skalierungseffekte chemischer Anlagen berücksichtigen. Die OpEx ergeben sich aus der Summe der fixen und variablen Betriebskosten. Die fixen OpEx werden prozentual zu den CapEx bestimmt, wohingegen sich die variablen OpEx aus den Kosten für benötigte Energie- und Betriebsmittel ergeben.

Tab. 2.1: Relevante technische und ökonomische Kennzahlen der Gesteigungspfade

		Wert	[-]	Quelle	
Biomethanol	Methanausbeute Substrat	Zuckerrüben	147,8	Nm ³ t _{FM} ⁻¹	[15]
		Zuckerrübenabfälle	52,2	Nm ³ t _{FM} ⁻¹	[15]
		Glycerin	770,6	Nm ³ t _{FM} ⁻¹	[15]
	BHKW	Elektrischer Wirkungsgrad	0,29	-	[15]
		Thermischer Wirkungsgrad	0,46	-	[15]
	Überschussstrom	Zuckerrüben	0,47	MJ MJ _{MeOH} ⁻¹	
		Zuckerrübenabfälle	0,97	MJ MJ _{MeOH} ⁻¹	
		Glycerin	0,22	MJ MJ _{MeOH} ⁻¹	
		Klärschlamm	0,35	MJ MJ _{MeOH} ⁻¹	
	Methanbedarf Prozess	Zuckerrüben	1,46	kg _{CH4} kg _{MeOH} ⁻¹	[15], [17]
		Zuckerrübenabfälle	2,19	kg _{CH4} kg _{MeOH} ⁻¹	[15], [17]
		Glycerin	1,27	kg _{CH4} kg _{MeOH} ⁻¹	[15], [17]
		Klärschlamm	1,1	kg _{CH4} kg _{MeOH} ⁻¹	[15], [17]
	OpEx (30.000 t a ⁻¹)	Substrat Zuckerrübe	1.280	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[7], [9], [12], [19]
		Substrat Zuckerrübenabfälle	1.340	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[7], [9], [12], [19]
	OpEx (10.000 t a ⁻¹)	Substrat Zuckerrübe	2.570	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[7], [9], [12], [19]
		Substrat Zuckerrübenabfälle	2.650	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[7], [9], [12], [19]
	CapEx	Einspeisevergütung	20	€ MWh ⁻¹	
E-Methanol	Methanolsynthese	CO ₂	1,46	kg _{CH4} kg _{MeOH} ⁻¹	[9], [10]
		H ₂	0,199	kg _{H2} kg _{MeOH} ⁻¹	[9], [10]
	Elektrolyseur	Elektrischer Energiebedarf	185	MJ kg _{H2} ⁻¹	
	OpEx (30.000 t a ⁻¹)		2.710	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[9], [10]
	OpEx (10.000 t a ⁻¹)		3.150	€ (t a ⁻¹) ⁻¹	[9], [10]
	CapEx	Thermische Energie	20	€ MWh ⁻¹	

3 Diskussion der Ergebnisse

Life Cycle Assessment: Zur Bewertung der Kraftstoffpfade wurde eine umfassende Bilanzierung diverser Umweltwirkungskategorien durchgeführt. Auffällig für den Vergleich des GWP (Abb. 3.1) im Bilanzraum WTT ist, dass Benzin die niedrigsten THG-Emissionen aufweist. Dies ist zurückzuführen auf die emissionsarmen und technologisch ausgereiften Förder- und Verarbeitungsmethoden des Rohöls. Weiterhin bieten besonders die Biomethanolkraftstoffe aus Glycerin und Zuckerrübenabfällen die Möglichkeit mit über 50 % geringeren THG-Emissionen als fossiles Methanol hergestellt zu werden. Ein Hauptgrund dafür ist, dass für die Nutzung biogener Reststoffe im Rahmen der Bilanzierungsmethodik der RED II keine Emissionen anzusetzen sind. Die Herstellung von E-Methanol mittels CO_2 aus bestehenden Punktquellen kann ebenfalls zu THG-Emissionseinsparungen von über 50% führen. Die höchsten THG-Emissionen werden verursacht durch E-Methanol, welches aus atmosphärischem CO_2 durch DAC hergestellt wird. Mit einem gesamten Energiebedarf von $14,5 \text{ MJ t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ verglichen mit den $3,26 \text{ MJ t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ von CO_2 aus einer Punktquelle wird mehr als die vierfache Energie benötigt.

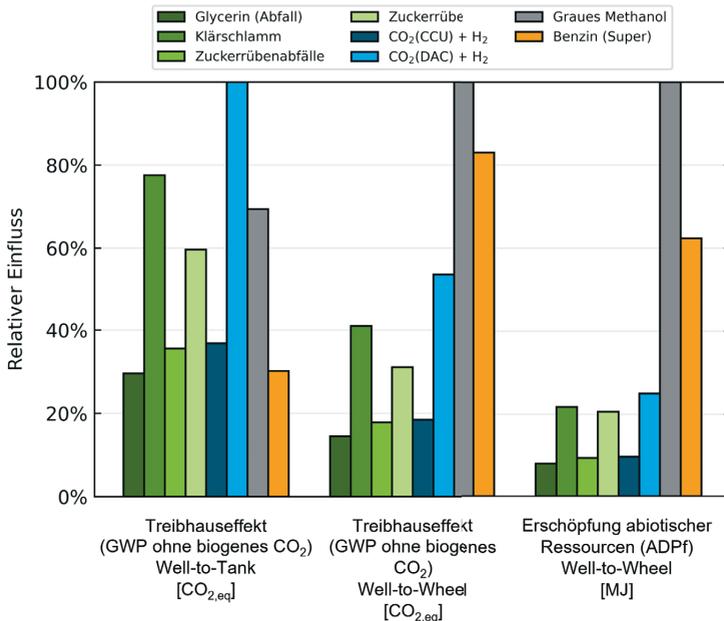


Abb. 3.1: Normierter Vergleich von GWP und ADPF der Kraftstoffpfade

Im WTW-Bilanzraum jedoch, wird der ökobilanzielle Vorteil von erneuerbaren Kraftstoffen basierend auf biogenem Kohlenstoff deutlich. Da kein biogenes CO_2 , welches bei der Kraftstoffnutzung frei wird, in der Ökobilanz berücksichtigt wird, bleiben die THG-Emissionen in der WTW-Bilanzierung unverändert. Verglichen mit Benzin verursacht graues Methanol nun 20 % höhere THG-

Emission. Dies unterstreicht, dass der Einsatz von Methanol aus ökologischer Perspektive nur bei emissionsarmer Herstellung vertretbar ist. Die erneuerbaren Methanolkraftstoffe weisen am Beispiel von E-Methanol aus DAC eine THG-Emissionsenkung von 30 % und im besten Fall (Glycerin) eine Reduktion von über 80 % gegenüber Benzin auf.

Ein weiterer Vorteil der erneuerbaren Kraftstoffe ist der reduzierte Verbrauch fossiler Primärenergien. So lassen sich bereits mit erneuerbarem E-Methanol aus DAC mehr als 75 % und mehr als 60 % fossiler Primärenergien verglichen mit grauem Methanol, bzw. Benzin einsparen. Da der Verkehrssektor aktuell nach wie vor zu über 90 % von fossilen Energien abhängig ist, können so fossile Primärenergieträger effektiv eingespart werden. Die wichtigste Voraussetzung dafür ist jedoch die ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse sowie erneuerbarer Elektrizität und Wärme, um eine emissionsarme Produktionsinfrastruktur zukünftig etablieren zu können.

Durch die zusätzliche Betrachtung des Versäuerungspotenzials (AP) und der Eutrophierung (NP) wird weiterhin deutlich, dass biomassebasierte Kraftstoffe auch Nachteile in der Umweltbilanz mit sich bringen. Durch den Einsatz von Düngemitteln und das Ausbringen des Gärrests gelangen vergleichsweise hohe Mengen an Emissionen und Schadstoffen in Böden und Gewässer. Dadurch weisen alle vier biomassebasierten Herstellungspfade ein signifikant höheres AP und NP auf als strombasiertes E-Methanol und die fossilen Kraftstoffe. Anzumerken ist jedoch, dass für die RED II eine Bilanzierung zusätzlicher Umweltkategorien neben dem GWP nicht erforderlich ist. Die Gesamtheit der Umwelteinflüsse ist somit nicht erfassbar und etwaige Nachteile wie die genannten der Biokraftstoffe werden so nicht quantifiziert.

Tab.3.1: Vergleich der Umweltauswirkungen erneuerbarer und fossiler Kraftstoffe

	[-]	Glycerin	Klärschlamm	Zucker- rübenab- fälle	Zucker- rübe	CO ₂ (CCU) + H ₂	CO ₂ (DAC) + H ₂	Graues Methanol	Benzin
GWP	g _{CO2,eq}	1,85E+01	4,84E+01	2,22E+01	3,72E+01	2,29E+01	6,24E+01	4,33E+01	1,88E+01
(WTT)									
GWP	g _{CO2,eq}	1,85E+01	4,84E+01	2,22E+01	3,72E+01	2,29E+01	6,24E+01	1,13E+02	9,40E+01
(WTW)									
ADPf	MJ	1,39E-01	3,87E-01	1,63E-01	3,67E-01	1,68E-01	4,45E-01	1,78E+00	1,11E+00
AP	kg _{S02,eq}	1,56E-03	1,44E+00	6,12E-04	4,31E-03	1,77E-04	5,52E-04	2,47E-05	4,27E-05
NP	kg _{P04,eq}	3,25E-04	8,46E-05	6,47E-05	1,17E-03	3,67E-05	1,16E-04	5,80E-06	1,13E-05

Damit ein zukünftiger Kraftstoff für die Emissionsziele des Verkehrssektors und des Emissionshandels angerechnet werden kann, dürfen in der RED II festgeschriebene THG-Grenzwerte von maximal 32,9 g_{CO2,eq} MJ⁻¹ für Biomethanol und 28,8 g_{CO2,eq} MJ⁻¹ für E-Methanol nicht überschritten werden. Um mögliche THG-Reduktionspotenziale in einem Kraftstofflebenszyklus zu identifizieren, ist

es notwendig, die THG-Emissionen den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus zuzuordnen.

Für Biomethanol ist in Abb. 3.2 zu erkennen, dass die abfallbasierten Pfade mit Glycerin und Zuckerrübenabfällen mit $18,5 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ und $22,2 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$, den RED II Grenzwert erreichen können. Hauptverursacher der THG-Emissionen bei diesem Pfad sind die Leckagen von biogenem Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) bei der Biogasherstellung und -aufbereitung. Im Gegensatz zu biogenem CO_2 müssen diese in einer Ökobilanz zwingend berücksichtigt werden, da diese verglichen mit biogenem CO_2 nicht in der Form von CH_4 und N_2O der Ökosphäre während der Biomasseanbauphase entnommen worden sind. Es handelt es sich damit um menschengemachte, bilanzierungspflichtige THG-Emissionen. Da diese mit dem Faktor $25 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ g}_{\text{CH}_4}^{-1}$, bzw. $298 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ g}_{\text{N}_2\text{O}}^{-1}$ in die Berechnung der CO_2 -Äquivalente einfließen, haben bereits geringe Mengen erhebliche Auswirkungen auf das GWP. Die Schwierigkeit in der genauen Erfassung von CH_4 und N_2O -Emissionen liegt darin, dass es sich hierbei um teils unbeabsichtigte THG-Emissionen in Form von Leckagen handelt. Daher kommen hier meist Schätzwerte zum Einsatz.

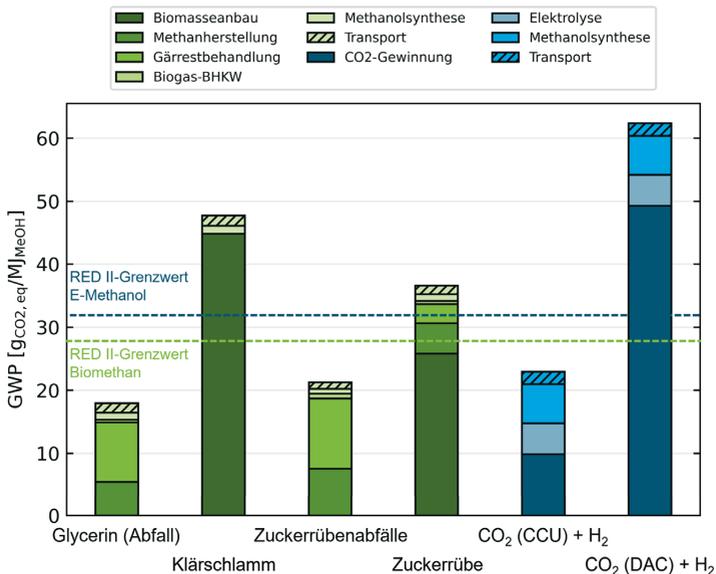


Abb. 3.2: Vergleich der THG-Emissionen von Bio- und E-Methanol für den Bilanzraum WTW

Anders sieht es für Biomasse aus, die nach der RED II nicht als Reststoff anzusehen ist. Die Biogasgewinnung aus Klärschlamm und Zuckerrüben ist mit 1,5 bis 2-fachen THG-Emissionen verglichen zu den reststoffbasierten Pfaden verbunden. Hauptursache sind hierbei die THG-Emissionen des Biomasseanbaus und der Klärschlammhandhabung. Für den Anbau von Zuckerrüben, müssen nach

RED II sowohl jegliche produktionsbedingte THG-Emissionen, als auch THG-Emissionen durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen bilanziert werden. Diese fallen mit knapp $26 \text{ gCH}_4 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}}^{-1}$ bemerkenswert hoch aus, wodurch der Grenzwert der RED II von $32,9 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ nicht erreicht werden kann. Die Tatsache, dass die mit dem Anbau verbundenen THG-Emissionen mehr als zwei Drittel der Gesamtemissionen ausmachen, unterstreicht die Relevanz der Wahl der verwendeten Biomasse. Auch für die Herstellung aus Klärschlamm fallen die THG-Emissionen mit $44,5 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ relativ hoch aus. Prozessschritte wie die energieintensive Klärschlamm-trocknung, welche nach aktuellem Stand noch einen hohen Einsatz fossiler Primärenergien benötigt, tragen zum hohen GWP bei.

Für die Herstellung von E-Methanol ist insbesondere die Gewinnung von CO_2 mit hohen THG-Emissionen verbunden. Da hier Netzstrom bezogen wird, fallen die THG-Emissionen vergleichsweise hoch aus. Deutlicher wird dies bei der energieintensiven CO_2 -Abscheidung mittels DAC, welche $48 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ der Gesamtemissionen ausmachen. Die Elektrolyse hingegen verursacht, trotz des hohen Bedarfs elektrischer Energie, THG-Emissionen von $4,5 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ durch den ausschließlichen Einsatz von erneuerbaren Energien. Die Methanolsynthese selbst wird ebenfalls durch Netzstrom gespeist, besitzt aber einen geringeren Energiebedarf als die CO_2 -Gewinnung. Unter den gegebenen Bedingungen erreicht nur die E-Methanolherstellung aus CO_2 aus bestehenden Punktquellen mit $22,9 \text{ g}_{\text{CO}_2,\text{eq}} \text{ MJ}^{-1}$ eine erforderliche THG-Reduktion von mindestens 70 %. Die Ergebnisse demonstrieren, dass bei geeigneter Wahl der CO_2 -Quelle mit den Biomassepfaden vergleichbare Gesamtemissionen erreicht werden können.

Ökonomische Analyse: Mittels einer Sensitivitätsanalyse soll im Folgenden der Einfluss der kostenbestimmenden Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Methanolherstellung untersucht werden. Da sowohl die Kohlenstoffquelle der Methanolsynthese als auch die Energieversorgung durch Biomassevergärung bereitgestellt wird, sind die Kosten der Biomasse der Haupteinflussfaktor für Biomethanol. Betrachtet werden für die ökonomische Analyse die Substrate Zuckerrübe und Zuckerrübenabfälle. Der Ausgangspunkt der Sensitivitätsanalyse liegt bei 100 %, bei welchem mit einem Preis für Zuckerrüben von 30 € t^{-1} und Kosten für Zuckerrübenabfälle von 10 € t^{-1} gerechnet wird. Diese werden dann prozentual variiert, wobei alle restlichen Parameter konstant gehalten werden. Für E-Methanol mit CO_2 aus einer Punktquelle (CCU) wird der Einfluss der Stromkosten, als Hauptkostentreiber bewertet. Dabei stehen 100 % für Stromkosten von 60 € MWh^{-1} . Um ebenfalls den Einfluss der Prozessskalierbarkeit zu beurteilen, wurden die Kraftstoffgestehungskosten der drei Pfade jeweils für eine Kapazität von 30.000 und 10.000 Jahrestonnen Methanol aufgetragen. Gegenübergestellt werden diese Kraftstoffkosten den Kosten von Benzin und grauem Methanol, welche aus den Durchschnittskosten ohne Steuern der letzten 7 Jahre gebildet wurden.

Für Biomethanol ist zu erkennen, dass bei Kostensenkungen der verwendeten Biomasse um 40 % und einer Jahreskapazität von 30.000 Jahrestonnen bereits

mit Benzin konkurrenzfähige Kraftstoffkosten erreicht werden können. Für eine Kapazität von 10.000 Jahrestonnen erhöhen sich die Kosten auf das 1,5 bis 1,7-fache der Benzinkosten. Grund hierfür ist das zunehmende Verhältnis zwischen CapEx und den Methanoleinnahmen, durch die Verwendung einer degressiven Kostenfunktion. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Biomethanolkosten aus Zuckerrübenabfällen eine höhere Sensitivität für Biomassekosten gegenüber Biomethanol aus Zuckerrüben aufweisen. Durch die geringe Methanausbeute der Zuckerrübenabfälle wird ein 4,5-fach höherer Massenstrom an Zuckerrübenabfällen benötigt, was sich in einer OpEx-Steigerung von ca. 7 % widerspiegelt.

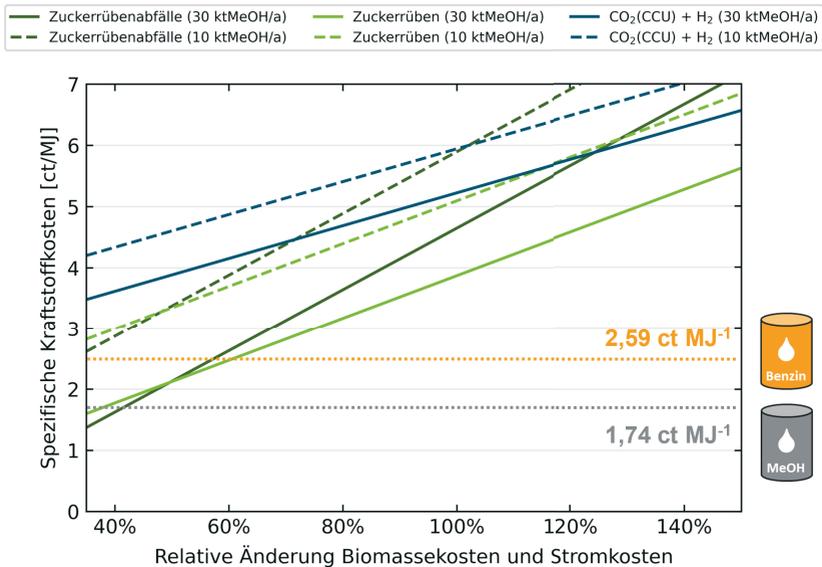


Abb. 3.3: Einfluss der Biomassekosten (Biomethanol) und Stromkosten (E-Methanol) auf die Kraftstoffgestehungskosten (100 % entsprechend: Zuckerrübenkosten 30 € t⁻¹; Zuckerrübenabfallkosten 10 € t⁻¹; Stromkosten 60 €/MWh)

Die Herstellung von E-Methanol führt zu den höchsten spezifischen Kraftstoffkosten. Die niedrigsten Kosten im betrachteten Wertebereich liegen bei 3,5 ct MJ⁻¹ für einen Strompreis von 22,8 € MWh⁻¹. Der Unterschied in den Gestehungskosten wird hervorgerufen durch die Differenz in CapEx und OpEx. Während die CapEx für Zuckerrübenabfälle bei einer Kapazität von 30.000 Jahrestonnen Methanol bei 1.280 € (t a⁻¹)⁻¹ für Zuckerrüben und 1.340 € (t a⁻¹)⁻¹ für Zuckerrübenabfälle liegen, betragen die spezifischen CapEx beim E-Methanol 2.710 € (t a⁻¹)⁻¹. Hauptkostentreiber dafür ist der Elektrolyseur, der mehr als 60 % der CapEx ausmacht. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei der Synthesegas-basierten Biomethanolherstellung um industriell verfügbare Technologien, was sich in den niedrigeren CapEx niederschlägt. Gleiches gilt auch für

die Betriebskosten bei 100 %, die für Biomethanol aus Zuckerrüben mit 670 € (t a^{-1})⁻¹ und 690 € (t a^{-1})⁻¹ betragen. Im Gegensatz dazu verursacht die Herstellung von E-Methanol Produktionskosten von 830 € (t a^{-1})⁻¹. Ein entscheidender Faktor für diesen Preisunterschied sind die Erlöse, die durch die Einspeisung der Überschussstroms ins Netz erzielt werden können. Da hier mit der vereinfachten Annahme einer konstanten Einspeisevergütung von 20 € MWh⁻¹ gerechnet worden ist, bleibt für eine detailliertere Kostenberechnung die Möglichkeiten zukünftiger Einnahmen genauer zu prüfen. Eine Möglichkeit, die in verschiedenen Studien thematisiert worden ist, um die Kosten der E-Methanolproduktion zu senken, ist der Verkauf des anfallenden Reinsauerstoffs, welcher als Nebenprodukt der Elektrolyse entsteht.

4 Fazit

Mit der durchgeführten Ökobilanz und ökonomischen Analyse konnten die Potenziale und Schwachstellen 6 erneuerbarer Methanolkraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen aufgezeigt werden. Die Untersuchung des GWP hat gezeigt, dass THG-Reduktionen von über 65 %, bzw. 70 % unter geeigneten Bedingungen möglich sind, wodurch Biomethanol mit 18,5 g_{CO₂,eq} MJ⁻¹ und E-Methanol mit 22,9 g_{CO₂,eq} MJ⁻¹ zukünftig als RED II konforme Kraftstoffe anzusehen sind. Für Biomethanol ist dabei die Wahl der Biomasse entscheidend, wohingegen beim E-Methanol insbesondere die Strom- und Wärmequelle das GWP bestimmen. Besonders gravierend sind beim Biomethanol die THG-Emissionen von biogenen CH₄-/ und N₂O-Emissionen die durch Leckagen oder natürliche Prozesse (Feldemissionen) einen Großteil des GWP verursachen. Durch die Betrachtung weiterer Umweltwirkungskategorien wie dem Versauerungspotenzial und der Eutrophierung konnte die vergleichsweise hohen Emissionen von Biomethanol in Gewässern und Böden nachgewiesen werden.

Die Analyse der Kraftstoffgestehungskosten haben ergeben, dass Kosten von 2 bis 3 ct MJ⁻¹, entsprechend den Kosten konventioneller Kraftstoffe, prinzipiell erreicht werden können. Zu prüfen bleibt außerdem die Kostenentwicklungen fossiler Kraftstoffe vor dem Hintergrund steigender Preise von CO₂-Zertifikaten, wodurch eine Abnahme der Differenz der Kraftstoffkosten zu erwarten ist. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine zeitnahe Herstellung von erneuerbaren Methanolkraftstoffen aufgrund einer ausreichenden Technologiereife (TRL 6-9) unter geeigneten ökologischen und ökonomischen Gegebenheiten durchführbar wäre. Offene Fragestellungen bestehen jedoch noch in den politischen Rahmenbedingungen und der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien.

Danksagung

Diese Studie ist aus den Untersuchungen im Forschungsprojekt „Methanolstandard“ (Förderkennzeichen 19 I 20005H) entstanden, welches mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert wird. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz



METHANOL
STANDARD

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur/Quellen

- [1] Umweltbundesamt, „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland“, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasemissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>.
- [2] K. Wagemann und F. Ausfelder, „E-Fuels – Mehr als eine Option“, 2017.
- [3] International Energy Agency (IEA), „Germany 2020: Energy Policy Review“, 2020.
- [4] DECHEMA e.V. und VDI, „Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe: Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel – Positionspapier des ProcessNet-Arbeitsausschusses ‚Alternative flüssige und gasförmige Kraft- und Brennstoffe‘“, 2017.
- [5] S. Verhelst, J. W. Turner, L. Sileghem, und J. Vancoillie, „Methanol as a fuel for internal combustion engines“, Prog. Energy Combust. Sci., Bd. 70, Nr. January, S. 43-88, 2019, doi: 10.1016/j.pecs.2018.10.001.
- [6] C. Márquez und C. Hobson, „Renewable Methanol Report“, 2018.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA) und Methanol Institute, „Innovation Outlook: Renewable Methanol“, 2021.
- [8] „RICHTLINIE (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“, Amtsblatt der Europäischen Union, Bd. 328. S. 82–209, 2018, [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.
- [9] M. Pérez-Fortes, J. C. Schöneberger, A. Boulamanti, und E. Tzimas, „Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment“, Appl. Energy, Bd. 161, S. 718-732, 2016.
- [10] É. S. Van-Dal und C. Bouallou, „Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation“, J. Clean. Prod., Bd. 57, S. 38-45, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.06.008.

- [11] S. Deutz und A. Bardow, „Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature – vacuum swing adsorption“, *Nat. Energy* 2021 62, Bd. 6, Nr. 2, S. 203-213, Feb. 2021, doi: 10.1038/s41560-020-00771-9.
- [12] D. Bellotti, A. Sorce, M. Rivarolo, und L. Magistri, „Techno-economic analysis for the integration of a power to fuel system with a CCS coal power plant“, *J. CO₂ Util.*, Bd. 33, Nr. May, S. 262–272, Okt. 2019, doi: 10.1016/j.jcou.2019.05.019.
- [13] J. Husebye, A. L. Brunsvold, S. Roussanaly, und X. Zhang, „Techno economic evaluation of amine based CO₂ capture: Impact of CO₂ concentration and steam supply“, *Energy Procedia*, Bd. 23, Nr. 1876, S. 381–390, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.053.
- [14] M. R. M. Abu-Zahra, J. P. M. Niederer, P. H. M. Feron, und G. F. Versteeg, „CO₂ capture from power plants. Part II. A parametric study of the economical performance based on mono-ethanolamine“, *Int. J. Greenh. Gas Control*, Bd. 1, Nr. 2, S. 135-142, 2007, doi: 10.1016/S1750-5836(07)00032-1.
- [15] M. Stuckl, N. Ungbluth, und M. Leuenberger, „Life Cycle Assessment of Biogas Production from Different Substrates“, *ESU-services Ltd.*, S. 84, 2011.
- [16] Ecoinvent, „ecoinvent 3.8 Dataset Documentation ‚biogas purification to biomethane by amino washing – CH – biomethane, high pressure“.
- [17] Ecoinvent, „ecoinvent 3.8 Dataset Documentation ‚methanol production – GLO‘ Note:“
- [18] VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., „VDI 6025:2012-11 – Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen“, 2012. <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-6025-betriebswirtschaftliche-berechnungen-fuer-investitions-gueter-und -anlagen>.
- [19] E. Peduzzi, L. Tock, G. Boissonnet, und F. Maréchal, „Thermo-economic evaluation and optimization of the thermo-chemical conversion of biomass into methanol“, *Energy*, Bd. 58, S. 9-16, Sep. 2013, doi: 10.1016/J.ENERGY.2013.05.029.

Kontakt

Fabio Voit, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Forschungsinstitut für Wasserwirtschaft und Klimazukunft an der RWTH Aachen (FiW) e.V.

☎ +49 (0)241.80 2 68 47 | ✉ voit@fiw.rwth-aachen.de

🌐 <https://www.fiw.rwth-aachen.de/>

FORUM C

NUTZUNG UND ANBAU
DIVERSER BIOENERGIETRÄGER

Zum regulatorischen Rahmen der Nutzung nachhaltiger Holzenergie in Deutschland und der EU

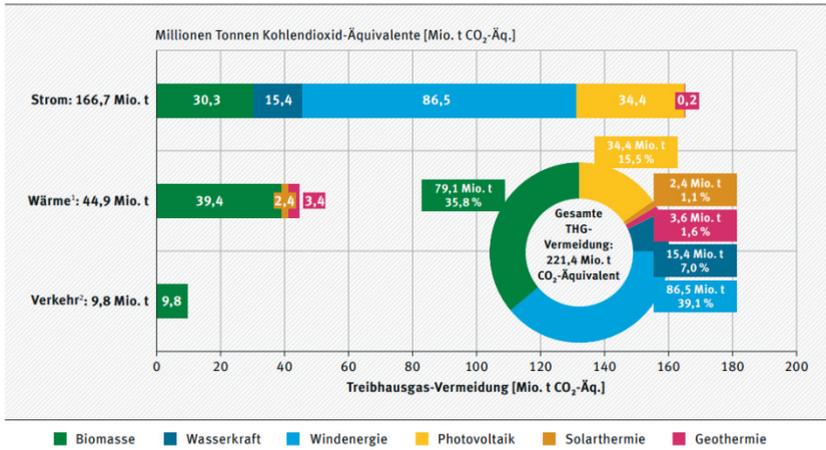
Zusammenfassung: Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Frage, wie der regulatorische Rahmen der Nutzung nachhaltiger Holzenergie in Deutschland ausgestaltet werden sollte, um den Einsatz von nachhaltiger Holzenergie zur Dekarbonisierung der Strom-, und Wärmeerzeugung sowie der Industrie zu erhöhen. Hierfür wird zunächst im ersten Abschnitt das Potenzial des Einsatzes von nachhaltiger Holzenergie zur Erreichung der Klimaziele und zur Versorgungssicherheit dargestellt. Im zweiten Abschnitt wird die derzeitige Regulierung von nachhaltiger Holzenergie in Deutschland und der EU untersucht. Im dritten Abschnitt wird die Regulatorik in anderen Ländern aufgezeigt, bei denen nachhaltige Holzenergie in größerem Maßstab bereits zum Einsatz kommt. Der letzte Abschnitt definiert Anforderungen an die Regulierung des Einsatzes von nachhaltiger Holzenergie im Rahmen der Energiewende in Deutschland. Zusammenfassend gibt es zwei Felder, die für die zukünftige Nutzung von nachhaltiger Holzenergie entscheidend sind: das Förderregime sowie die Nachhaltigkeitskriterien und damit zusammenhängende Fragen der energetischen Nutzung von Holz. Zu Ersterem formuliert dieses Papier Vorschläge, um bestehende Defizite zu beheben. Zu Letzterem gibt es Empfehlungen, um eine Überregulierung zu verhindern.

1 Potenzial des Einsatzes von nachhaltiger Holzenergie zur Erreichung der Klimaziele und zur Versorgungssicherheit

Nachhaltige Holzenergie kann zum Erreichen der Klimaziele beitragen, da sie zur Dekarbonisierung der Strom-, und Wärmeerzeugung sowie der Industrie eingesetzt werden kann. Holz ist als nachwachsender Rohstoff anders als fossile Brennstoffe in der Bilanz CO₂-neutral. Der wissenschaftliche Dienst der EU-Kommission zeigte kürzlich auf, dass die Nutzung von Bioenergie sich bis 2050 verdoppeln muss, um die Klimaziele in der EU erreichen zu können (EU-Kommission, 2020). Daneben hat die Internationale Energieagentur in ihrem 10-Punkte-Plan zur Verringerung der Abhängigkeit der EU von russischem Erdgas festgestellt, dass die Maximierung der einsatzfähigen, emissionsarmen Erzeugung aus Bioenergie eine wichtige Rolle für die Energieversorgungssicherheit in der derzeitigen Situation spielen kann (IEA, 2022). Im Bereich der Bioenergie spielt Holzbiomasse, insbesondere im Wärmebereich, eine bedeutende Rolle. Hierbei sind Holzpellets ein wichtiger Bestandteil, welche den Vorteil haben, dass sie eine hohe Energiedichte, ein geringes Lagervolumen und einen guten Heizwert aufweisen (BMEL, 2022). Der Brennstoff Holzpellets und die damit verbundene Technologie ist schon heute verfügbar, langfristig durch einen internationalen Markt in ausreichendem Maße vorhanden und wird in einer Reihe europäischer Nachbarländer eingesetzt (s. Abschnitt „Beispiele im internationalen Vergleich“).

Erstmals seit 1997 ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch gesunken. Im Jahr 2020 lag der Anteil noch bei 45,2 %, wohingegen es in 2021 nur noch 41,1 % waren (UBA, 2022). Jedoch stieg im gleichen Zeitraum der Anteil biogener Festbrennstoffe an der Stromerzeugung von 4,5 % auf 4,9 % (ebenda). Außerdem stieg der Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch – über alle Sektoren hinweg – von 19,3 % auf 19,7 % (ebenda). Im Bereich der Wärme stieg der Anteil der erneuerbaren Energie am Endverbrauch im gleichen Zeitraum von 15,3 % auf 16,5 % (ebenda). Biomasse trägt mit einem Anteil von 86 % der erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung bei, wovon in 2019 zwei Drittel aus Holzenergie stammen (ebenda; FNR, 2022). Wie eine Studie der Agora Energiewende unterstreicht, kann Biomasse auch zur Dekarbonisierung der Fernwärme verwendet werden. Demnach sollten Förderprogramme für Fernwärmebetreiber bereitgestellt werden, um bis 2040 100 % der Wärme aus erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Biomasse, anbieten zu können (Agora, 2022a).

Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2021



¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors), basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2020 sowie den fossilen Basiswerten gemäß § 3 und § 10 der 38. BImSchV

Quelle: Umweltbundesamt (UBA)

Abb. 1: Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2021 (Quelle: Umweltbundesamt, 2022)

Durch den Einsatz von Biomasse wurden in 2021 79,1 Mio. t CO₂-Äquivalente vermieden, was 35 % der gesamten Treibhausgas-Emissionseinsparungen durch erneuerbare Energien entspricht (ebenda). Zudem ist festzustellen, dass 88 % der Emissionseinsparungen im Wärmebereich auf Biomasse zurückzuführen sind. Wenn man davon ausgeht, dass Holzenergie ca. zwei Drittel des Endenergieverbrauchs aus Bioenergie in der Wärme darstellt, sind somit knapp 60 % Emissionseinsparungen im Wärmebereich auf Holzenergie zurückzuführen (FNR, 2022).

Insgesamt stellt Holzenergie damit mindestens 12 % der gesamten Emissionseinsparungen durch erneuerbare Energien dar (ebenda).

Daneben wird in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz prognostiziert, dass der Biomasse-Bedarf in der Industrie künftig steigen wird (BMWK, 2022). Eine Studie der Agora Energiewende mit dem Titel „Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise“ betont, der Einsatz von Erdgas zur Erzeugung von Prozesswärme könne auch kurzfristig u.a. durch Biomasse vermieden werden und im Falle einer Verknappung von Erdgas sei die gezielte Nutzung von Biomasse in der Industrie wichtiger denn je (Agora, 2022b). Daneben weist Agora in einer weiteren Studie daraufhin, dass Effizienzverbesserungen von bestehenden Biomasse-Anlagen eine Möglichkeit sind, um den Gasverbrauch kurzfristig senken zu können (Agora, 2022a).

Laut konservativen Annahmen des Umweltbundesamtes stehen bis zu 22 Mio. Tonnen Holz jährlich für den energetischen Verbrauch zur Verfügung (UBA, 2021). Es gibt jedoch auch Studien, welche die verfügbare Menge deutlich höher beziffern. So spricht das Deutsche Biomasseforschungszentrum von 30 Mio. Tonnen Holz, die jährlich energetisch verwendet werden können (DBFZ, 2021). Hiervon sind 11 Mio. Tonnen Holz jährlich noch ungenutzt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz beziffert das insgesamt nachhaltig verfügbare Potenzial von Biomasse zwischen 1.000 - 1.200 PJ (BMWK, 2022). Dies ist ca. 10 % des Gesamtenergiebedarfs in Deutschland im Jahr 2021, welcher 12.193 PJ betrug (AGEB, 2021). Das davon abzuleitende Potenzial von Holzenergie beläuft sich nach Schätzungen auf 340 PJ, welches somit knapp 3 % des Gesamtenergiebedarfes darstellt. Hierbei ist nicht der Import von Holz berücksichtigt.

2 Darstellung der Regulierung für nachhaltige Holzenergie in Deutschland und der EU

Ist jedoch die aktuelle Regulierung auf deutscher wie auch EU-Ebene der Nutzung von nachhaltig erwirtschafteter Holzenergie dienlich?

Die Regulierung von nachhaltiger Holzenergie in Deutschland teilt sich in zwei Bereiche: Förderungen und Nachhaltigkeitskriterien.

Im Rahmen der Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) wird die Nutzung von nachhaltiger Holzenergie in der Wärme gefördert (BMW, 2021). Nach der Notifizierung durch die EU werden ca. 280 Mio. € bis 2030 bereitgestellt werden, um 400 MW Erzeugungsleistung zu fördern. Es ist eine limitierte Investitionskostenförderung für Biomasse vorgesehen, jedoch fehlt eine Betriebskostenförderung. Daneben gibt es eine Reihe von Punkten im BEW, die die Biomasse-Nutzung einschränken. Es existiert eine Begrenzung des Zielanteils

von Biomasse in Netzen mit einer Länge von 20-50 km an der jährlich erzeugten Wärmemenge im Netz auf 25 % bis 2045 und in Netzen mit einer Länge größer als 50 km auf 15 % bis 2045. Zudem sind Netze mit einer Länge von mehr als 50 km Anlagen nur förderfähig, soweit sie eine Betriebsstundendauer von maximal 2.500 Stunden pro Jahr aufweisen. Netze mit einer Länge zwischen 20-50 km sind auch förderfähig, wenn sie eine Betriebsstundendauer von maximal 4.000 Stunden pro Jahr haben. Daneben findet eine Überprüfung der Biomasseförderung im Falle einer Überschreitung der jährlich geförderten Anlagenleistung von 25 % nach drei Jahren statt.

In Deutschland wird die Nutzung von nachhaltiger Holzenergie in der Industrie bereits gefördert. Dies geschieht im Rahmen des Moduls 2 „Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien“ der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (BAFA, 2021). Seit der Novelle im vergangenen November werden der Ersatz oder die Neuanschaffung von Biomasseanlagen i.H.v. 15 Mio. € pro Projekt gefördert (ebenda).

Im Bereich der Strom-, und Wärmeerzeugung wurde im Rahmen eines Entschließungsantrages des Bundestages im Jahr 2020 die Bundesregierung aufgefordert bis Ende 2020 ein Förderprogramm zur Umstellung bestehender Kohlekraftwerke auf hocheffiziente und flexible Gas-, oder Biomasseverstromung aus nachhaltiger Biomasse vorzulegen und hierfür eine Milliarde Euro aus dem Bundeshaushalt bereitzustellen (Deutscher Bundestag, 2020). Dieses wurde jedoch nicht von der Bundesregierung ausgearbeitet.

Die oben genannten Punkte verdeutlichen, dass im Rahmen der Strom-, und Wärmeerzeugung die industrielle Nutzung von Holzenergie noch nicht ausreichend angereizt wird. Im Bereich der Stromerzeugung gibt noch keine Fördermittel, und jene, die für die Wärmeerzeugung vorgesehen sind, beinhalten Restriktionen. Zudem wird die Nutzung nachhaltiger Holzenergie aufgrund der fehlenden Betriebskostenförderung in den Förderprogrammen nicht angereizt.

Die Nachhaltigkeitskriterien werden derzeit in erster Linie auf EU-Ebene durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie II (REDII) definiert. Auf nationaler Ebene werden die Nachhaltigkeitskriterien, die durch REDII vorgegeben werden, durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung umgesetzt. Hierin sind verpflichtende Kriterien für den Anbau und die Nutzung von Biomasse sowie Maßgaben zur Treibhausgas einsparung enthalten.

In § 5 (1) den Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse ist Folgendes definiert. Es muss sichergestellt werden, dass „1. die Erntetätigkeiten legal sind, 2. auf den Ernteflächen nachhaltige Walderneuerung stattfindet, 3. Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Fachbehörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind oder wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, geschützt sind, 4. bei der Ernte auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geach-

tet wird, um Beeinträchtigungen wie Bodenverdichtungen zu vermeiden, und 5. durch die Erntetätigkeiten das langfristige Bestehen des Waldes nicht gefährdet wird und damit seine Produktionskapazitäten erhalten oder verbessert werden“ (BMJ, 2021). Zudem müssen laut §5 (3) folgende Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft erfüllt werden:

„1. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat einen beabsichtigten nationalen Beitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen übermittelt, der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt sowie gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird, oder

2. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat nationale oder subnationale Rechtsvorschriften im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und erbringt Nachweise dafür, dass die für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau“ (ebenda).

Biomasse-Brennstoffe müssen laut §6 je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage Treibhausgaseinsparungen von mindestens 70 % bzw. 80 % aufweisen (ebenda).

Zudem werden Nachhaltigkeitsnachweise sowie anerkannte Zertifikate definiert. Laut §26 sind Zertifikate anerkannt, die „solange und soweit sie nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union oder eines anderen Vertragsstaates des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum als Nachweis darüber anerkannt werden, dass eine oder mehrere Schnittstellen die Anforderungen nach Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen“ (ebenda).

Die Regulierung der nachhaltigen Holzenergie in Deutschland und der EU führt weniger aufgrund herrschender Nachhaltigkeitskriterien, sondern aufgrund fehlender wirtschaftlicher Anreize dazu, dass die industrielle Nutzung von nachhaltiger Holzenergie in der Strom-, und Wärmeerzeugung in Deutschland in größerem Maßstab nicht stattfindet.

3 Beispiele im internationalen Vergleich

In einer Reihe europäischer Nachbarländer wird die Nutzung von nachhaltiger Holzenergie zur Strom-, und Wärmeerzeugung bereits praktiziert. Hierunter zählen beispielsweise Dänemark und Großbritannien.

In Dänemark erhalten die Heizkraftwerke Sudstrup und Avedøre im Rahmen des dänischen Renewable Energy Acts einen Zuschuss von 2 ct/kWh (Danish Energy Agency, 2017). Hierbei ist zu beachten, dass die Kohlesteuer für Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung entfällt und dadurch 7,50 €/GJ eingespart werden (Enervis, 2021). Dadurch beträgt der Förderbetrag effektiv in etwa 5 ct/kWh (ebenda).

Zudem wurde in Dänemark das zuvor durch Kohle betriebene Amager-Kraftwerk in Kopenhagen auf Biomasse umgerüstet. Der durch Bioenergie betriebene Kraftwerksblock AMV1 (250.000 Tonnen Pellets pro Jahr) wurde ab 2020 um AMV4 (1,2 Mio. Hackschnitzel pro Jahr) erweitert (HOFOR, 2022). Beide Einheiten können 60% des Wärmebedarfs Kopenhagens und rund 35 % in der weiteren Umgebung decken (600.000 Haushalte insgesamt) (ebenda). Grüne Wärme spielt so eine tragende Rolle bei den Kopenhagener Ambitionen bis 2025 klimaneutral zu sein.

In Großbritannien wurde das Kraftwerk Drax seit 2009 schrittweise auf den Betrieb mit Holzpellets umgestellt (Drax, 2022). Dieses wird im Rahmen eines Differenzvertrages des Final Investment Decision Enabling (FIDeR) Programms begünstigt (Enervis, 2021). Der Betreiber wird über die Dauer des Vertrags für die Differenz kompensiert, die der durchschnittliche Marktwert der Strom- und Wärmepreise unter der vereinbarten notwendigen Wirtschaftlichkeitsschwelle für die Anlage liegt. Im Gegenzug verpflichtet sich der Betreiber, Mehreinnahmen oberhalb der Wirtschaftlichkeitsschwelle an den Vertragspartner zurückzuzahlen. Eine solche flexible Struktur minimiert die Förderzahlungen in Abhängigkeit von der Marktpreisentwicklung für Strom, der u.a. auch die CO₂-Preisentwicklung abbildet.

Zudem wurde in Großbritannien die Lynemouth Power Station in 2018 vollständig auf Biomasse umgerüstet (EP Europe Power, 2020; Power Technology, 2017). Hier kommen ebenso Differenzverträge als Förderinstrument zur Anwendung.

Die Umstellung von Drax generierte 710 Mio. £ an BIP und unterstützte 11.400 Arbeitsplätze, einschließlich Bau, Fertigung und Transport (Drax, 2016). Die Kohlenstoffemissionen wurden um mehr als 80 % reduziert, während gleichzeitig 7 % des britischen Inlandsbedarfs an Energie abgedeckt wurden (Guardian, 2012).

4 Anforderung an die Regulierung des Einsatzes von nachhaltiger Holzenergie im Rahmen der Energiewende in Deutschland

Damit nachhaltige Holzenergie zur Dekarbonisierung der Strom-, und Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann, bedarf es derzeit noch einer Betriebskostenförderung aufgrund der Biomassebetriebskosten (u.a. Brennstoffkosten), welche ca. 75 % der Stromgestehungskosten bilden (Enervis, 2021). Enervis hat in einer Studie ermittelt, dass im Mittel nur 3,7 ct/kWh als Förderbedarf ausgezahlt werden (ebenda). Jedoch ist darauf zu achten, dass sich seit Erstellung der Studie das weltpolitische Geschehen geändert hat. Es ist davon auszugehen, dass mit einem steigenden CO₂-Preis, welcher zu einer Steigerung der Stromerlöse führen würde, nachhaltige Holzenergie in absehbarer Zeit rentabel ist.

Im Bereich der Wärmeerzeugung sollten 1 Mrd.€ Fördervolumen bereitgestellt werden und es sollte die geförderte Erzeugungsleistung auf 2.000 MW bis 2030 erhöht werden. Zudem bedarf es einer Betriebskostenförderung für Biomasse. Daneben müssen einige nicht-finanzielle Stellschrauben angepasst werden, um eine erhöhte Nutzung von nachhaltiger Holzenergie in der Fernwärme zu ermöglichen. Die Begrenzung des Zielanteils von Biomasse in Netzen mit einer Länge größer als 50 km sollte von 15 % auf 25 % erhöht werden. Auch sollten Netze mit einer Länge von mehr als 50 km Anlagen förderfähig sein, wenn sie nicht nur eine Betriebsstundendauer von 2.500 Stunden, sondern 4.000 Stunden pro Jahr aufweisen. Zuletzt sollte die Überprüfung der Biomasseförderung im Falle einer Überschreitung der jährlich geförderten Anlagenleistung von 25 % nach drei Jahren gestrichen werden. Somit ist sichergestellt, dass eine Förderung im Nachhinein nicht entzogen werden kann.

In Deutschland wird die Nutzung von nachhaltiger Holzenergie in der Industrie bereits gefördert. Dies geschieht im Rahmen des Moduls 2 „Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien“ der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) (BAFA, 2021). Seit der Novelle im vergangenen November werden der Ersatz oder die Neuanschaffung von Biomasseanlagen i.H.v. 15 Mio. € pro Projekt gefördert (ebenda).

Im Bereich der Industrie sollten die Mittel des EEWs sowie die maximale Förderhöhe pro Investitionsvorhaben erhöht werden, um eine höhere Bereitstellung von Prozesswärme aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten.

Zudem bestehen weitere Optionen in der Industrie, die je nach Ausgestaltung, eine Förderung von nachhaltiger Holzenergie bedeuten könnten. Der Haushaltsentwurf 2022 der Bundesregierung sieht vor, dass die Mittel zur Dekarbonisierung der Industrie um 1 Mrd. € aufgestockt werden sollten. Ein Großteil dieser Mittel in der Höhe von 900 Mio. € fließt in die Einführung von sogenannten Klimaschutzverträgen.

Es wäre möglich bei der Ausgestaltung der Mittelbereitstellung für diese Verträge im Sinne der Technologieoffenheit auch nachhaltige Holzenergie zu berücksichtigen.

Der letzte Bundestag hat mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) ein Kraftwerksmodernisierungsprogramm (KMP) zur Umrüstung vorhandener Anlagen auf klimaneutrale Brennstoffe wie z.B. nachhaltige Holzbiomasse beschlossen (Bundestag, 2020). Dies ist von der letzten Regierung jedoch nicht umgesetzt worden. Es böte die Möglichkeit der Weiterverwendung bestehender Kraftwerks-Infrastruktur sowie den Erhalt von Arbeitsplätzen.

Die Nachhaltigkeitskriterien auf EU-Ebene im Rahmen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III (REDIII) werden den zukünftigen Einsatz von Biomasse definieren. Der Vorschlag der EU-Kommission sieht bisher eine Einschränkung der energetischen Nutzung von Holz vor (EU-Kommission, 2021). Beispielsweise sieht er grundsätzlich das Auslaufen der Förderung für Kraftwerke ab 2026 vor, welche nur Strom aus Holzbiomasse erzeugen. Zudem schlägt er spezifische Kriterien zur Nutzung von Holz vor, die zu einer Einschränkung des verfügbaren Potenzials führen würden. Daneben kann die Einführung eines delegierten Rechtsaktes auf EU-Ebene zur Kaskadennutzung die energetische Nutzung einschränken.

Es gibt zwei mögliche Auslegungen der Kaskadennutzung: chronologische Kaskadennutzung bedeutet, dass Holz immer zuerst stofflich verwendet werden muss, bevor es einer energetischen Nutzung in frühestens zweiter Verwendung zugeführt werden kann. Die qualitative Kaskadennutzung bedeutet, dass Holz auch unmittelbar energetisch verwendet werden kann, wenn keine stoffliche Nutzung sinnvoll ist (bspw. minderwertiges Holz, Schadholz, Restholz). Im Rahmen der nationalen Bioökonomiestrategie hat das u.a. federführende Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft eine Definition der Kaskadennutzung aufgestellt, die da heißt:

„Mehrfachnutzung von Biomasse über mehrere Stufen, um Rohstoffe oder daraus hergestellte Produkte so lange wie möglich im Wirtschaftssystem zu nutzen In der Regel umfasst eine Nutzungskaskade dabei eine mehrfache stoffliche Nutzung mit abnehmender Wertschöpfung sowie eine abschließende energetische Nutzung oder eine Kompostierung des Rohstoffs.“ (Bundesregierung, S. 59, 2020)

Hierbei ist wichtig zu verstehen, dass neben ökologischen Überlegungen, die in die Regulierung einfließen, der Marktmechanismus greift, da es aus Sicht eines Forstwirtes wegen des zu erzielenden Preises keinen Sinn ergibt, Teile des Holzes, die stofflich bspw. in der Bau- oder Möbelindustrie genutzt werden können, zur energetischen Verwendung bereitzustellen. Forstwirtschaftlich gesehen ist es sinnvoll, die nicht stofflich genutzten Teile des Primärholzes einer energetischen Nutzung zuzuführen, um für den Waldbesitzer weiteres Einkommen zu

generieren und den notwendigen Waldumbau voranzutreiben. Gerade vor dem Hintergrund der Borkenkäfer- und Klimaschäden der letzten Jahre ist es wichtig, dass nachhaltige Waldbewirtschaftung angereizt wird. In jedem Fall sollte es nicht zu einer nur chronologisch angelegten Auslegung der Kaskadennutzung kommen. Dies würde zu einer Einschränkung der energetischen Nutzung von Holz insgesamt führen, wodurch stofflich nicht verwertbares Holz keine Verwendung mehr fände bzw. durch Verwesung CO₂ freisetzen würde.

Außerdem gibt es wohl Bemühungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit, und Verbraucherschutz (BMUV) die Förderung der energetischen Nutzung von Primärholz im Rahmen der REDII-Novelle zu beschränken. Ein Verbot der Förderung – oder gar ein generelles Verbot – der energetischen Nutzung von Primärholz würde dazu führen, dass Holzpellets nicht energetisch verwendet werden könnten. Dies liegt daran, dass Holzpellets im Durchschnitt zu ca. 50 % aus Primärholz bestehen (Drax, 2022b; Enviva 2022; EU Kommission 2021b, SBP 2021).

Unter Primärholz fällt nach der Definition des wissenschaftlichen Dienstes der EU-Kommission Folgendes:

“All roundwood felled or otherwise harvested and removed. It comprises all wood obtained from removals, i.e., the quantities removed from forests and from trees outside the forest, including wood recovered due to natural mortality and from felling and logging. It includes all wood removed with or without bark, including wood removed in its round form, or split, roughly squared or in other form, e.g., branches, roots, stumps and burls (where these are harvested) and wood that is roughly shaped or pointed.” (EU-Kommission, S. 168, 2021b)

Auf Grund der Tatsache, dass der Einsatz von nachhaltiger Holzenergie derzeit noch einer Förderung des Brennstoffes bedarf, würde ein Verbot der Förderung von Primärholz bedeuten, dass für Holzpellets keine Förderung mehr zur Anwendung käme bzw. deren Produktion wirtschaftlich keinen Sinn mehr ergäbe.

Eine Restriktion der Förderung der energetischen Nutzung von Primärholz und eine enge Auslegung der Kaskadennutzung würden also dazu führen, dass der Anteil nachhaltiger Biomasse im Widerspruch zu der aktuellen Debatte um die Energie-Versorgungssicherheit und den geplanten Klimazielen signifikant sinken würde.

Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte zur Energiesicherheit wird deutlich, dass nachhaltige Holzenergie eine sinnvolle Möglichkeit darstellt, um tradierte Abhängigkeiten in der Energieversorgung reduzieren zu können. Zudem kann sie dazu beitragen die erhöhten Klimaziele zu erreichen. Zusammenfassend sind zwei Eckpfeiler entscheidend: die Förderung sowie die Bestimmung der Nachhaltigkeitskriterien Um den Einsatz nachhaltiger Holzenergie signifikant zu steigern, müsste zum einen die Nutzung durch oben geschilderte

Förderungen angereizt werden. Zum anderen sollten hinsichtlich der energetischen Nutzung von Holz keine Regelungen zustande kommen, die über das bisherige Maß an Nachhaltigkeitskriterien hinausgehen. Bei Beachtung dieser beiden Punkte wäre es möglich, dass nachhaltige Holzenergie ihr Potenzial zu Dekarbonisierung der Strom-, und Wärmeerzeugung sowie der Industrie ausschöpfen kann und somit zum Erreichen der Klimaziele und Energiesicherheit in Deutschland beitragen kann.

Literatur/Quellen

- AG Energiebilanzen e.V. (2021): „Energieverbrauch zieht wieder an“, <https://bit.ly/3E8BISo>
- Agora Energiewende (2022a): „Regaining Europe’s Energy Sovereignty“
- Agora Energiewende (2022b): „Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise“
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2021): „Merkblatt Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss“
- Bundesministerium der Justiz (BMJ) (2021): „Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV)“
- Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) (2022): „Wärme aus Holz“, Link: <https://bit.ly/3yan073> (Zugriff: 03.05.2022)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“
- Bundesregierung (2020): „Nationale Bioökonomiestrategie“
- Danish Energy Agency (2017): „Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production“
- Deutscher Bundestag (2020): „Förderprogramm zur Modernisierung von Kohlekraftwerken – Entschließungsantrag des Bundestages vom 2. Juli 2020“
- Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (2021): „Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Biomasse“
- Drax (2022): „Our History“, Link: <https://bit.ly/37dVQ4m>, (Zugriff: 03.05.2022)
- Drax (2022b): „Biomass sources in 2020“, Link: <https://bit.ly/3sdT3iU>, (Zugriff: 05.05.2022)
- Drax (2016): „The Economic Impact of Drax Group in the UK“
- Enervis (2021): „Ermittlung des Förderbedarfs für die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse“
- Enviva (2022): „Track & Trace“, Link: <https://bit.ly/3yeC0Ru>, (Zugriff: 05.05.2022)
- EP Power Europe (2020): „Lynemouth Power“, <https://bit.ly/3LQyZKA>

- EU-Kommission (2021): "Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652"
- EU-Kommission (2021b): „The use of woody biomass for energy production in the EU“
- EU-Kommission (2020): „Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050“
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2022): „Fakten zum Thema Holzenergie“, Link: <https://bit.ly/3saZZgK> (Zugriff: 03.05.2022)
- Guardian (2012): „Drax scraps plans for UK biomass plants“, Link: <https://bit.ly/3MW0rHk>, (Zugriff: 05.05.2022)
- HOFOR (2022): „Über das Kraftwerk Amager“ <https://bit.ly/3rebX8l>
- International Energy Agency (IEA) (2022): "A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas"
- Power Technology (2017): „Lynemouth Biomass Power Station, Northumberland“, Link: <https://bit.ly/3yb8lc0>, (Zugriff: 03.05.2022)
- Sustainable Biomass Program (2021): "Annual Review 2021: The promise of good biomass", Link: <https://bit.ly/3yeLZpQ>, (Zugriff: 05.05.2022)
- Umweltbundesamt (UBA) (2022): „Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2021“
- Umweltbundesamt (UBA) (2021): „Umweltschutz, Wald und nachhaltige Holznutzung in Deutschland“

Kontakt

Dr. Frank Schauff, Geschäftsführer

Forum Nachhaltige Holzenergie

☎ +49 (0)171.3695085 | ✉ frank.schauff@forum-holzenergie.de

🌐 www.forum-holzenergie.de

Klimaschutz durch Ausschreibung kommunaler Bioabfälle

Zusammenfassung: *Ausdrückliche Regelungen zum Klimaschutz fanden sich bislang kaum im deutschen Vergaberecht, allerdings eine Reihe von umweltrechtlichen Regelungen, die zu einem Gutteil selbst klimaschutzrelevant sind. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie Klimaschutz durch die Ausschreibung kommunaler Bioabfälle ins Werk gesetzt werden kann. Klimaschutz kann dabei auf folgenden Ebenen des Vergaberechts realisiert werden: beim Beschaffungsbedarf, bei der fachlichen Eignung, der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen, den Zuschlagskriterien und der Ausgestaltung des Verfahrens. Dabei wird u.a. die Frage beleuchtet, inwieweit aus dem Klimaschutzgesetz vergaberechtliche Vorgaben abzuleiten sind und welche Anforderungen an Fahrzeugausschreibungen aus der deutschen Umsetzung der Clean Vehicle Directive – dem Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzeugBeschG) – folgen. Zusammenfassend enthält das deutsche Vergaberecht noch relativ wenige verpflichtende Regelungen zum Klimaschutz. Zugleich besteht aber ein weitreichender Gestaltungsspielraum auf freiwilliger Basis. Bejaht man die Dringlichkeit des Klimaschutzes, dann können Entsorgungsvergaben im Allgemeinen einen wichtigen Beitrag hierzu leisten. Dabei kann insbesondere bei der Bioabfallentsorgung eine Priorität entsprechender Ausschreibungen gesetzt werden.*

1 Rahmenbedingungen

Die Abfallwirtschaft ist einer der sieben Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG), in einer Gesamtbetrachtung ist die Abfallwirtschaft allerdings faktisch auch in den übrigen sechs Sektoren Energiewirtschaft (z.B. MVA), Industrie (z.B. Sekundärrohstoffe), Gebäude (z.B. Verwaltungsgebäude), Verkehr (z.B. Entsorgungsfahrzeuge) und Landwirtschaft (z.B. Kompost) zu verorten. Ähnlich verhält es sich beim Thema Klimaschutz durch Entsorgungsvergaben, versteht man die Entsorgungsvergabe als eine solche Vergabe, die sämtliche für den Betrieb der Abfallwirtschaft notwendigen Ausschreibungen mitumfasst.

In ihrem Kernbereich – der eigentlichen Entsorgung – hat die Abfallwirtschaft bereits einen beachtlichen Beitrag zur Gesamtentlastung Deutschlands beigetragen. Der Hauptanteil entfällt insoweit auf die klimarelevante Beendigung der Ablagerung unbehandelter Siedlungsabfälle seit 2005.

Aber auch nach dem infolge des BVerfG-Beschlusses angepassten Klimaschutzgesetz ist nicht nur insgesamt, sondern auch für die Abfallwirtschaft ein weiter Weg zur Klimaneutralität zu beschreiten, die nunmehr 2045 durch eine kontinuierliche Absenkung der jährlichen CO₂-Mengen erreicht werden soll. Dabei müsste rechnerisch für eine Erreichung der Reduktionsziele bis 2030 die

Abfallwirtschaft, die ca. 7,6 % der Emissionen im Energiesektor verursacht, ca. 20 Mio. t CO₂-Äquivalente bereits um ca. 60 % absenken (vgl. BT-Drs. 19/18606, S. 9 ff. mit Berechnungen auf der Basis von 2018). Dies gelingt mutmaßlich nur durch eine deutliche Ausweitung des (stofflichen) Recyclings.

Das KSG enthält darüber hinaus in § 13 Abs. 1 Satz 1 ein „Berücksichtigungsgebot“, demnach „die Träger öffentlicher Aufgaben bei ihren Planungen und Entscheidungen den Zweck dieses Gesetzes und die zu seiner Erfüllung festgelegten Ziele zu berücksichtigen“ haben. Ferner finden sich in Satz 3 sowie in den Absätzen 2 und 3 der Vorschrift ausdrückliche Vergabe-Vorschriften, die jedoch allein für den Bund gelten. Ebenso erwähnt sei die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Beschaffung klimafreundlicher Leistungen (AVV Klima), die die Bundesregierung am 15.09.2021 beschlossen hat und zum 01.01.2022 in Kraft trat, jedoch entsprechend nur für Beschaffungen des Bundes gilt und damit für öRE und kommunale Entsorger ohne rechtliche Bindungswirkung ist.

Insbesondere wegen des Wortlautes („Beschaffung auf Bundesebene“) und der in § 13 Abs. 1 Satz 2 KSG aufgenommenen Klarstellung zu den Kompetenzen bleibt fraglich, ob das KSG darüber hinaus unmittelbaren Einfluss auf das Vergaberecht im Übrigen hat. Entsprechendes dürfte für die Beantwortung der Frage gelten, ob aus dem Klimaschutz-Beschluss des BVerfG vom 24.03.2021 (1 BvR 2656/18) unmittelbare Verpflichtungen auch für das Vergaberecht im Allgemeinen und die Ausschreibung kommunaler Bioabfälle im Besonderen abzuleiten sind, da es – anders als das KSG – nicht die übergeordneten Reduktionsziele selbst bestimmt, sondern lediglich ein mögliches Mittel zur Erreichung von Klimaschutzziele – durch die öffentliche Beschaffung und Auftragsvergabe – reguliert.

Im Folgenden soll praxisnah aufgezeigt werden, wie gleichwohl kommunale Entsorger im Rahmen ihrer Ausschreibung von Bioabfällen Beiträge zum Klimaschutz leisten können.

Im Fokus steht dabei das Vergaberecht der sog. „Oberschwellen“-Vergaben, also derjenigen, die einen Auftragswert von 215.000 Euro (Dienstleistungen) bzw. 5,382 Mio. Euro (Bauvergaben) übersteigen und daher Gegenstand des europäisch geprägten Vergaberechts sind.

Für die sog. „Unterschwellen“-Vergaben sind im Wesentlichen Landesregelungen von Bedeutung. Hier bestehen erhebliche Unterschiede, z.T. mit ausdrücklichen Verpflichtungen zur Berücksichtigung ökologischer Kriterien bei Vergaben und ausführlichen Verwaltungsvorschriften zur Umsetzung, aber auch mit zurückhaltenderen Regelungen, die eine solche Berücksichtigung lediglich für gewünscht oder erlaubt halten.

Klimaschutz kann dabei auf folgenden Ebenen des Vergaberechts realisiert werden: beim Beschaffungsbedarf (2.), bei der fachlichen Eignung (3.), der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen (4.), den Zuschlagskriterien (5.) und der Ausgestaltung des Verfahrens (6.)

2 Beschaffungsbedarf

Am klimafreundlichsten ist regelmäßig die Beschaffung, die gar nicht erst getätigt wird. Durchaus ein Beitrag zum Klimaschutz liegt also vergaberechtlich in der Beantwortung der Frage nach dem Beschaffungsbedarf, also ob es tatsächlich überhaupt der Beschaffung in der kommunalen (oder privaten) Entsorgungswirtschaft, z.B. zusätzlicher (ressourcenintensiver) Fahrzeuge oder sonstiger Betriebsmittel bedarf.

Muss ein Beschaffungsbedarf bejaht werden, lassen sich Beschaffungen möglicherweise dadurch reduzieren, dass Leistungsgegenstände z.B. im Wege gemeinsamer Beschaffung bzw. interkommunaler Kooperation geteilt und die Nutzungen wirtschaftlich optimiert werden.

Bei der Produktion der beschafften Mittel bzw. zur Leistungserbringung notwendiger Betriebsmittel kommt die unmittelbare klimaschutzrelevante Lenkungswirkung des Abfall- und Vergaberechts allerdings an ihre Grenzen. Hier wird künftig das Stoffrecht eine noch größere Bedeutung erlangen, damit Produkte möglichst klimaschonend hergestellt werden bzw. aus entsprechenden Materialien bestehen.

Mit dem Ziel der CO₂-armen Herstellung von Produkten kann die Abfallwirtschaft andererseits für die angestrebte „circular economy“ durch die Bereitstellung von Sekundärrohstoffen einen eigenen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Mit der Reduktion bzw. Substitution primärer Rohstoffe lassen sich nicht nur bis zu 50 % der fossilen CO₂-Emissionen einsparen, sondern auch Flächenverbrauch und Abhängigkeiten von Rohstoffimporten reduzieren; Letzteres hat durch den Ukraine-Krieg noch einmal an Bedeutung gewonnen.

3 Fachliche Eignung der Bieter

Alle Vergaberegime gestatten es, die Anforderungen an die fachlichen Fähigkeiten der Bieter auch nach Umweltstandards zu definieren, so z.B. nach § 46 VgV in Form von Studien- und Ausbildungsnachweisen oder durch die Angabe der Umweltmanagementmaßnahmen des Bieters. Die Eignungsanforderungen korrespondieren dabei mit dem Auftragsgegenstand. Je stärker in der Leistungsbeschreibung und den Vertragsbedingungen der Klimaschutz im Fokus steht, umso leichter lässt es sich rechtfertigen, dafür auch konkrete Qualifikationen oder Referenzen der Bieter zu fordern. Entsprechend liegt keine ungerechtfertigte Diskriminierung, sondern eine zulässige Bevorzugung betr. Unternehmen vor. Die Anforderungen an die fachliche Eignung können dabei entweder

als Mindestanforderung formuliert werden oder dienen als Instrument, mit dem Bieter Zusatzpunkte sammeln können (sog. „Mehr an Eignung“), was allerdings nicht bei sämtlichen Vergabeverfahren zulässig ist.

4 Ausgestaltung der Leistungsbeschreibungen

Da die Langlebigkeit von Produkten die Notwendigkeit ihrer Neubeschaffung (und damit den neuerlichen Ressourcenverbrauch) hinausschiebt, sind entsprechende Qualitätsanforderungen im Rahmen der Leistungsbeschreibung ebenfalls klimarelevant. Entsprechendes gilt für die Reparaturfähigkeit der Produkte bzw. Betriebsmittel.

Für die beschafften Produkte selbst ist bei ihrer Erzeugung der Energie- und Ressourcenverbrauch unter Klimaschutzaspekten wichtig. Dem öffentlichen Auftraggeber steht es hier im Rahmen der Leistungsbeschreibung bzw. -anforderungen frei, entsprechende Vorgaben zu formulieren. Der Einsatz von ressourcenschonenden Recyclingstoffen – ihrerseits Produkt einer gelungenen Kreislaufwirtschaft – ist in einigen Bereichen bereits eine seit langem geübte Praxis (z.B. Recyclingpapier).

Zwei wichtige Begrenzungen sind auftraggeberseitig gleichwohl zu beachten: der Transparenzgrundsatz und die Produktneutralität. Transparenz bedeutet vergaberechtlich, dass für die Bieter klar, verständlich und nachprüfbar sein muss, welche Anforderungen an die Produkte bzw. Leistungen gestellt werden. Dabei sind für den Klimaschutz ggf. auch Anforderungen an Prüfzeichen, Umwelt- oder energetische Eigenschaften zu berücksichtigen (vgl. z.B. §§ 34, 67 VgV). Der Grundsatz der Produktneutralität verbietet es, ein bestimmtes Produkt bzw. eine bestimmte Produktions- oder Arbeitsweise vorzuschreiben. Deren Auswahl soll den Bietern überlassen sein, andernfalls liegt regelmäßig ein Vergabeverstöß vor.

Eine gewisse „Produktprivilegierung“ schreibt mittlerweile § 45 Abs. 2 KrWG vor, der den Bund und nachgeordnete Stellen verpflichtet, ökologisch nachhaltigen Produkten und Leistungen den Vorzug zu geben – allerdings unter mehreren Vorbehalten, so dass die Praxisrelevanz der Neuregelung abzuwarten bleibt.

Darüber hinaus gibt es die – je nach Landesrecht z.T. sogar ausdrücklich verpflichtende – Vorgabe zum Ausschluss bestimmter umwelt- bzw. klimaschädlicher Produkte (vgl. z.B. die Ausführungen in der VwVBU Berlin).

Eine Sonderregelung findet sich sodann im Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzeugBeschG) vom 09.06.2021, mit dem die Clean Vehicle Directive der EU in deutsches Recht umgesetzt worden ist. Dieses verpflichtet öffentliche Auftraggeber bei der Beschaffung bestimmter Straßenfahrzeuge und Dienstleistungen im Oberschwellenbereich. Für den Bereich der Entsorgung gilt es sowohl für die Beschaffung von Entsorgungsfahrzeugen

als auch für Entsorgungsdienstleistungen, hier allerdings ausdrücklich für die „Abholung von Siedlungsabfällen“. Dies bedeutet, dass zwar die Sammlungsleistung erfasst ist, nicht aber die Transportleistung im Rahmen der weiteren Entsorgung. Eine Umsetzung der Vorgaben erfolgt dann durch entsprechende Vorgaben in der Leistungsbeschreibung oder in den Zuschlagskriterien.

5 Ausgestaltung der Zuschlagskriterien

Alle Vergaberegime regeln, dass das „wirtschaftlichste“ Angebot den Zuschlag erhalten soll, wobei dieses nicht unbedingt das „billigste“ sein muss (vgl. z.B. § 58 VgV). Umweltbezogene Wertungskriterien sind dabei bereits seit Langem rechtlich grundsätzlich zulässig. In der Praxis fällt ihre Anwendung allerdings regelmäßig einer ausschließlichen Beschränkung auf den Preis zum Opfer.

Wenn man ökologische bzw. klimaschutzrelevante Kriterien in der Wertung berücksichtigen möchte, dann müssen diese nach dem auch hier geltenden Transparenzgrundsatz benannt und den Bietern auch mitgeteilt werden, wie man sie – insbesondere im Verhältnis zum Preis – berücksichtigt. Dies geschieht durch eine entsprechende Zuschlagsmatrix.

Selbst bei einer ausschließlichen Beschränkung auf den Preis ist eine Berücksichtigung von Klimaaspekten möglich – und schon aus rein wirtschaftlichen Erwägungen häufig vorteilhaft: Der seit Längerem im Vergaberecht verankerte Ansatz der Lebenszykluskosten (vgl. §§ 31, 59, 67 VgV) nimmt zum Beispiel auch weitere Kosten von Entsorgungsfahrzeugen oder sonstigen Geräten oder Anlagen in den Blick.

Aber auch weitere Wertungskriterien – z.B. die Hochwertigkeit der Verwertung – können durch eine entsprechende Matrix Berücksichtigung finden.

Für die Zukunft stellt sich die Frage, ob die Berücksichtigung von klimarelevanten Wertungskriterien nicht nur möglich, sondern sogar (zwingend) geboten sein muss. Hierfür fehlt es – wie eingangs ausgeführt – bislang an einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage, die bislang auch die Auswahl der Wertungskriterien grundsätzlich in das freie Organisationsermessen des öffentlichen Auftraggebers stellt. Wie der Klimaschutz-Beschluss des BVerfG aufgezeigt hat, kann aber auch einfaches Recht unter verfassungsrechtlichen Aspekten unzureichend und damit unwirksam sein. Anders als das Klimaschutzgesetz ist das (sich in mehrere Gesetze und Verordnung aufspaltende) Vergaberecht allerdings nicht mit dem Hauptfokus des Klimaschutzes, sondern der rechtmäßigen Vergabe.

6 Ausgestaltung des Verfahrens

Das Vergaberecht regelt unterschiedliche Verfahrensarten (öffentliche Ausschreibung, beschränkte Ausschreibung, Verhandlungsvergabe u.a.). Für die jew. Verfahrensarten gelten unterschiedliche Anforderungen, im Übrigen bestehen jedoch relativ große Gestaltungsspielräume. Diese lassen sich insbesondere für die Einschaltung fachkundiger Dritter, aber auch für die einzelnen Verfahrensschritte nutzbar machen. Dabei kann von den Bietern sowohl für ihr schriftliches Angebot als auch ggf. für die mündliche Vorstellung ihres Projekts die Vorgabe gemacht werden, auf klimaschutzrelevante Aspekte näher einzugehen (z.B. durch Vorlage Konzept, wie die Erreichung von Klimaschutzzielen bei der Leistungserbringung optimiert werden kann). Für die Ausgestaltung des Verfahrens bedeutet die Aufnahme von Klimaschutzaspekten aber auch, dass die Verfahren inhaltlich und zeitlich umfangreicher werden, so dass sich eine entsprechend frühere Einleitung eines Verfahrens (d.h. eher mehr als 12 Monate vor Leistungsbeginn) empfiehlt. Mit Blick auf die aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen infolge der Pandemie und des Ukraine-Krieges und die einhergehenden längeren Lieferzeiten für Beschaffungsgegenstände bzw. die zur Entsorgungsdienstleistung notwendigen Betriebsmittel (wie insbesondere Fahrzeuge) ist eine noch zeitigere Ingangsetzung von Vergabeverfahren angezeigt.

Da die Umsetzung des Klimaschutzes zugleich drängt, stellt sich die Frage der Privilegierung bzw. Beschleunigung von diesbezüglichen Verfahren. Bislang gibt es hierzu keine ausdrückliche Regelung zugunsten des Klimaschutzes, so dass entsprechende Kürzungen von Fristen oder Beschränkung von Bietern nur nach Maßgabe der allgemeinen Regelungen gerechtfertigt sind. Das hindert aber nicht den öRE bzw. kommunalen Entsorger als öffentlichen Auftraggeber, unter dem Aspekt des Klimaschutzes eine Priorisierung seiner Aufgaben vorzunehmen und zunächst Ausschreibungen von Leistungen anzuschieben, die hier besondere Potenziale bergen. Dies gilt insbesondere für Maßnahmen der Stärkung des Recyclings, der Deponiebelüftung und -entgasung sowie der fahrzeug-, anlage- und sonstigen betriebsmittelbedingten Emissionsminderung – bzw. in der Kategorie der Stoffströme: insbesondere für die Restabfall- und die Bioabfallfraktion!

Kontakt

Dr. Frank Wenzel, Rechtsanwalt, Fachanwalt für Vergaberecht und Partner

[GGSC] Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

☎ +49 (0)30.72610260 | ✉ berlin@ggsc.de | 🌐 www.ggsc.de

Vergaserkokseigenschaften – Ergebnisse aus einem Screening unter Beteiligung von Anlagen aus Deutschland, Österreich und der Schweiz

Zusammenfassung: Die bei der Biomassevergasung anfallenden festen Reststoffe werden in den meisten Fällen als Abfall betrachtet und entsorgt. Sie enthalten jedoch zum Teil noch eine beträchtliche Menge des ursprünglich in der Biomasse gebundenen Kohlenstoffs und weisen eine Reihe weiterer interessanter Eigenschaften auf, wie z.B. eine enge Partikelgrößenverteilung und eine hohe spezifische Oberfläche auf. Somit könnten sie für eine Vielzahl potentieller stofflicher und energetischer Anwendungen in Frage kommen. Die Wissensbasis zu den tatsächlichen Eigenschaften dieser sogenannten Vergaserkokse sowie zu den Zusammenhängen zwischen der eingesetzten Vergasungstechnologie und den daraus resultierenden Eigenschaften der Reststoffe ist jedoch begrenzt. Nicht zuletzt fehlt es auch an standardisierten Qualitätsanforderungen und Analysevorschriften für diese Materialien. Um eine Grundlage für die Standardisierung zu schaffen und künftige Nutzungsperspektiven zu eröffnen, wurde ein Screening durchgeführt, das ein breites Spektrum von Vergasungstechnologien und eine Vielzahl an Betreibern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz abdeckt. Bislang wurden die Analysedaten von 100 Vergaserkoksproben aus 14 verschiedenen Vergasungstechnologien ausgewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Eigenschaften der Vergaserkokse sowohl in Bezug auf den Asche- und Kohlenstoffgehalt als auch auf den Gehalt an organischen Verunreinigungen (polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe und flüchtige aromatische Kohlenwasserstoffe) stark variieren.

Abstract: Despite several interesting characteristics like high carbon content, large BET surface area and narrow particles size distribution, the solid residues from wood gasification, i.e. gasification chars, are rarely used and commonly considered as wastes. Furthermore, marketing of these materials is hampered by a limited knowledge base on the actual characteristics of gasification chars from different conversion technologies, an incomplete understanding on influencing factors and a lack of standardization both for the material itself and the analytical procedures that have to be employed for their characterization. To provide a basis for standardization and future utilization perspectives, a screening was performed covering a wide range of gasification technologies. The samples were analyzed for ash content, moisture, volatiles, loss on ignition, fixed carbon and elemental composition (carbon, hydrogen, nitrogen) as well as the content of polycyclic aromatic hydrocarbons and volatile aromatic hydrocarbons. In total, analysis data of 100 gasification char samples from 14 different gasification technologies have been evaluated. The results indicate a wide variation in the characteristics of gasification chars both with respect to ash and carbon content and level of organic contaminants.

1 Einführung

Um im zukünftigen, von fluktuierenden Energiequellen geprägten Energiesystem die notwendige Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden Biomassevergasungsanlagen im kleinen bis mittleren Leistungsbereich (30-500 kW_{el}) eine entscheidende Rolle für die flexible und bedarfsgerechte Strom- und Wärmebereitstellung spielen. Dabei wird der Biomassebrennstoff zunächst in ein Produktgas umgewandelt, welches für die Strom- und Wärmeergewinnung verwendet werden kann. Der bei der Biomassevergasung anfallende Reststoff zeichnet sich häufig durch einen hohen Restkohlenstoffgehalt aus, weshalb er im weiteren als Vergaserkoks bezeichnet wird. Derzeit werden Vergaserkoke in der Regel als Abfall erachtet und entweder thermisch genutzt oder entsorgt.

Auf der Basis der Eigenschaften von Vergaserkoxen, wie z.B. des hohen Kohlenstoffgehalts und der hohen spezifischen Oberfläche sind jedoch auch vielversprechende Nutzungsoptionen beispielsweise zur Bodenverbesserung [1,2], als Zuschlagsstoff bei der Herstellung von Polymeren [3] oder Baustoffen [4], für die Abwasserbehandlung [5-7] oder zur Kohlenstoffsequestrierung und damit zur Verringerung des Gehalts an Treibhausgasen in der Atmosphäre [8] denkbar, sofern die entsprechenden Qualitätsanforderungen erfüllt werden. Tatsächliche Vermarktungsmöglichkeiten sind jedoch rar [9], da zum einen die Wissensbasis zu den konkreten Eigenschaften von Vergaserkoxen und Einflussmöglichkeiten auf die Vergaserkoksqualität fehlt [10]. Auf der anderen Seite existieren keine Produktnormen und keine standardisierten Analysevorschriften für deren Charakterisierung [11,12]. Gleichzeitig ist unbestritten, dass Qualitätsanforderungen für eine sichere Anwendung eingehalten werden müssen und dass von der Nutzung von Vergaserkoxen keine Gefährdung von Mensch und Umwelt ausgehen darf. Besonders relevant ist dabei der Gehalt an organischen Schadstoffen wie z.B. polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAKs) und flüchtigen aromatischen Komponenten (BTEX) [13].

Um hierfür die notwendige Wissensbasis zu schaffen, wurde im Projekt VergaFlex [14] ein Screening durchgeführt, mit dem Ziel, ein möglichst repräsentatives Bild der verfügbaren Vergaserkoksqualitäten und von deren konkreten Eigenschaften zu erhalten. Dabei sollten möglichst alle am Markt vertretenen Biomassevergasungstechnologien berücksichtigt werden.

2 Material und Methoden

2.1 Vergaserkoksproben

Die analysierten Proben wurden zwischen März 2020 und Dezember 2021 durch die Betreiber von 39 Vergasungsanlagen entnommen und zur Verfügung gestellt, wobei 14 verschiedene, am Markt verfügbare Vergasungstechnologien einbezogen wurden. Die Proben wurden an verschiedenen Stellen (Filter, Rost) entnommen und decken unterschiedliche Temperaturen der Vergaserkoks-

abscheidung (Heiß- oder Kaltgasfilter) ab. Fast alle Proben waren schwarz und in der Regel feinkörnig mit einigen größeren Partikeln. Nur wenige Proben enthielten grobkörniges oder holzkohleähnliches Material (Abb. 1).



Abb. 1: Feinkörniges (links), grobkörniges (Mitte) und holzkohleähnliches Material (rechts)

Die Beprobung erfolgte nach LAGA PN98 [15] (Abb. 2). Dafür wurden aus der Anfallmenge eines Tages bzw. bei kleineren Anlagen von zwei Tagen jeweils acht Einzelproben im Umfang von je 0,5 L entnommen. Wenn möglich erfolgte die Beprobung aus dem fließenden Materialstrom. Alternativ wurden aus der täglich anfallenden Koks menge acht Einzelproben repräsentativ entnommen. Aus den acht Einzelproben wurden zwei Mischproben erzeugt, wobei jeweils vier zufällig aus den acht Einzelproben ausgewählte Proben zusammengeführt wurden. Diese Mischproben wurden mittels Riffelprobenteiler durch eine dreifache Probenteilung und -zusammenführung homogenisiert. Anschließend wurden die Proben zur Analyse am DBFZ (Wassergehalt (W), Aschegehalt (A), Glühverlust (GV), flüchtige Verbindungen (F), elementare Zusammensetzung (CHN), und fixer Kohlenstoff (C_{fix})) sowie zur Bestimmung des Gehalts an organischen Schadstoffen (PAK und BTEX) bei der Eurofins Umwelt Ost GmbH bereitgestellt.

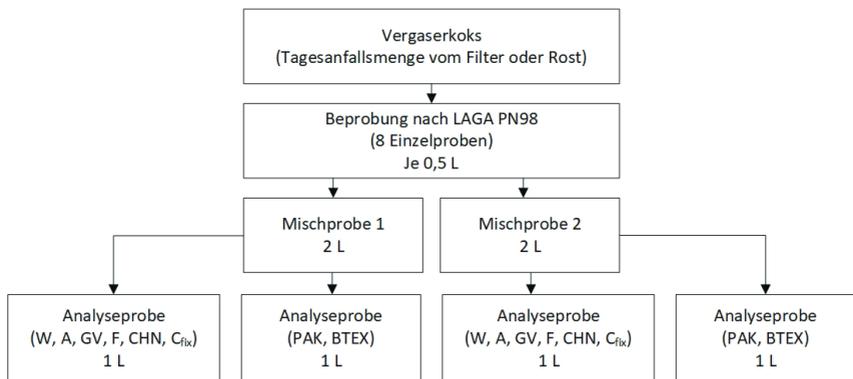


Abb. 2: Probenahme nach LAGA PN98

2.2 Analysemethoden

Die Analyse des Aschegehalts bei 550 °C, des Gehalts an flüchtigen Bestandteilen und der elementaren Zusammensetzung (Gesamtkohlenstoff C_{total} , Wasserstoff und Stickstoff: CHN) erfolgte nach DIN EN ISO 17225-1:2014 für biogene Festbrennstoffe [16]. Der Aschegehalt bei 815 °C [17] and C_{fix} [18] wurden anhand der Normen für Festbrennstoffe analysiert. Der Glühverlust wurde anhand der Norm zur Abfallcharakterisierung ermittelt [19]. Vor der Analyse wurden die Proben unter Verwendung einer Schneidmühle (SM 300, Retsch) auf 0,5 and 1 mm zerkleinert. Aschegehalt, Flüchtigengehalt, C_{fix} und Glühverlust wurden unter Verwendung eines Muffelofens (L15/S, Nabertherm) bestimmt. Die elementare Zusammensetzung (CHN) wurde mit einem Organischen Elementaranalysator vario MACRO cube der Fa. Elementar Analysensysteme GmbH analysiert [20].

Alle Analysen wurden als Doppelbestimmung durchgeführt, d.h. für jede Probe wurden zwei unabhängige Teilproben entnommen und individuell analysiert. Um die Analysewerte auf die trockene Bezugsbasis zurückzuführen, wurde der Wassergehalt der zerkleinerten Analyseproben durch Karl-Fischer-Titration (Aqua 40 (ECH, Halle)) nach DIN EN 15934:2012 [21] ermittelt.

2.3 Analyse der organischen Schadstoffe

Zur Bestimmung des PAK-Gehaltes (PAK16) wurde die im Europäischen Pflanzenkohlezertifizierungssystem beschriebene Methode als Ausgangspunkt verwendet und die darin aufgeführten Grenzwerte zur Beurteilung herangezogen [22]. Aufgrund der höheren PAK-Gehalte von z.T. deutlich mehr als 10.000 mg/kg wf mussten bei der PAK-Bestimmung folgende Anpassungen vorgenommen werden:

- Verringerung der Probenmenge
- Verlängerung der Extraktionszeit
- Verzicht auf die Einengung des Extraktes

Entsprechend wurden die Proben wie folgt analysiert: Die trockene, zerkleinerte Probe (1 g) wurden mit Toluol (100 mL) für 4 h im Rückfluss extrahiert (Soxtherm, Gerhardt Analytical Systems). Das Extrakt wurde ohne weitere Aufbereitung für die GC-MS-Analyse (Agilent GC 7890A MS 5975C) verwendet [23]. Die PAK16-Analyse wurde jeweils als Doppelbestimmung mit zwei unabhängigen Extrakten ausgeführt.

Zur Bestimmung des Gehalts der flüchtigen organischen Komponenten Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol (BTEX) [24], wurde 1 g Vergaserkoksprobe mit 2 mL Schwefelkohlenstoff für 0,5 h bei Raumtemperatur unter Verwendung eines horizontalen Schüttlers extrahiert. Danach wurde die Suspension dekantiert und durch Glaswolle filtriert. Das klare Extrakt wurde dann für die GC-MS-Analyse (Agilent GC 7820A MS 5975) verwendet. Die BTEX-Analyse wurde als Einfachbestimmung durchgeführt.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Chemische Zusammensetzung von Vergaserkoksen

Die untersuchten Vergaserkokse wiesen eine große Bandbreite bezüglich der Aschegehalte auf (Abb. 3), wobei es sich bei einigen Proben um vollständig oder fast vollständig veraschte Brennstoffe mit Aschegehalten von über 90 Ma.-% wf handelte während andere Vergaserkokse mit Aschegehalten unter 10 Ma.-% wf holzkohleähnliche Eigenschaften zeigten. In den meisten Fällen lag der Aschegehalt jedoch zwischen 20 und 50 Ma.-% wf. In den Vergasungsrückständen verblieb also noch ein erheblicher Anteil des ursprünglichen Kohlenstoffgehalts der Biomasse. Der recht hohe Aschegehalt kann jedoch für viele Anwendungen kritisch sein.

Es wurden z.T. Kohlenstoffgehalte von über 90 Ma.-% wf bestimmt. Das Verhältnis C_{total}/C_{fix} war bei allen Proben größer als 1, in einigen Fällen überschritt es den Wert 2. Dies deutet auf einen erheblichen Anteil anorganischen Kohlenstoffs hin. Der Wasserstoffgehalt in den Vergaserkoksen überstieg selten 1 Ma.-% wf und lag in einigen Fällen unterhalb der Nachweisgrenze von 0,17 Ma.-% wf bei 30 mg Einwaage. Im Vergleich zu Holzbrennstoffen, die in der Regel durch einen Flüchtigengehalt von über 80 Ma.-% wf gekennzeichnet sind, lagen die Flüchtigengehalte der Vergaserkokse durchweg auf einem viel niedrigeren Niveau von unter 20 Ma.-% wf.

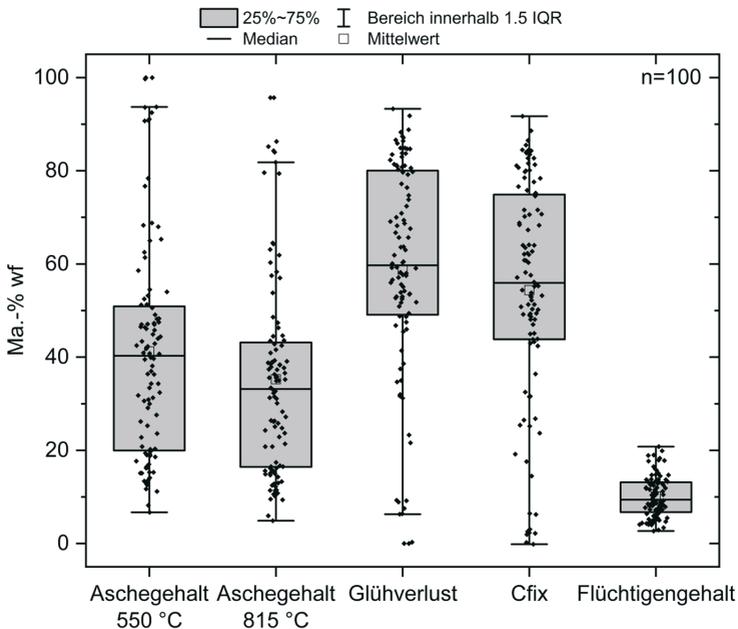


Abb. 3: Vergaserkokkeigenschaften (IQR: Interquartilsabstand)

3.2 Gehalt an organischen Schadstoffen

Bei der Pyrolyse und Vergasung von Biomasse werden häufig organische Schadstoffe wie z.B. PAK und BTEX gebildet [24-26]. Diese organischen Schadstoffe werden sehr leicht an der Oberfläche von Aktivkohlen adsorbiert, da letztere eine hohe Affinität für unpolare organische Komponenten aufweisen. Entsprechend sind für die sichere Bestimmung des PAK-Gehalts harsche Extraktionsbedingungen erforderlich [12]. Derzeit gibt es keine standardisierten Verfahren zur Bestimmung des PAK-Gehalts von Pflanzenkohlen und Vergaserkoksen. Untersuchungen mit Pflanzenkohlen haben aber gezeigt, dass eine Extraktion mit heißem Toluol notwendig ist, um den PAK-Gehalt bei einer solchen Matrix zu bestimmen [12]. Entsprechend wird im Pflanzenkohle-zertifizierungssystem (European Biochar Certification EBC), welches entwickelt wurde, um die Risiken bei der Anwendung von Pflanzenkohlen [21] zu begrenzen und die von der Pflanzenkohleherstellung und -verwendung ausgehenden Gefahren für die Gesundheit und die Umwelt zu minimieren, die Bestimmung des PAK-Gehalts mittels Toluolheißextraktion vorgeschrieben. In einer Vorstudie wurde die EBC-Methode zur PAK-Bestimmung [21] auf sechs Vergaserkokse aus verschiedenen Vergasungsanlagen angewendet und zeigte in einigen Fällen PAK-Gehalte von bis zu 10.000 mg/kg an. Da die im Rahmen der EBC angewandte Bestimmungsmethode auf sehr niedrige PAK-Gehalte im einstelligen bzw. unteren zweistelligen mg/kg-Bereich optimiert wurde, waren einige Anpassungen hinsichtlich der Probenmenge, des Verhältnisses von Probe zu Extraktionsmittel und Extraktionsdauer erforderlich (siehe Abschnitt 2.3), um zuverlässige Ergebnisse für Vergaserkokse mit sehr hohen PAK-Gehalten zu erhalten.

Bei der Analyse des PAK- und BTEX-Gehalts zeigte sich, dass die Belastung von Vergaserkoksen mit organischen Schadstoffen sehr unterschiedlich ist (Abb. 4). Bei einigen Proben lag der PAK-Gehalt unterhalb des laut EBC für die Anwendung im Agrarbereich geforderten Grenzwertes von 6 mg/kg wf. Bei einem Viertel der Proben lag der Wert unter 100 mg/kg wf und bei weiteren 28 Proben zwischen 100 mg/kg wf und 1000 mg/kg wf. Bei 15 der 100 analysierten Vergaserkokse wurden jedoch PAK-Gehalte von über 10.000 mg/kg wf bestimmt, wobei der höchste Wert bei 45.000 mg/kg wf lag. Diese besonders hohen Werte standen im Zusammenhang mit der Kaltgasfiltration des Produktgases, welche zur Kondensation von Teerkomponenten auf der Oberfläche der Vergaserkokse führte.

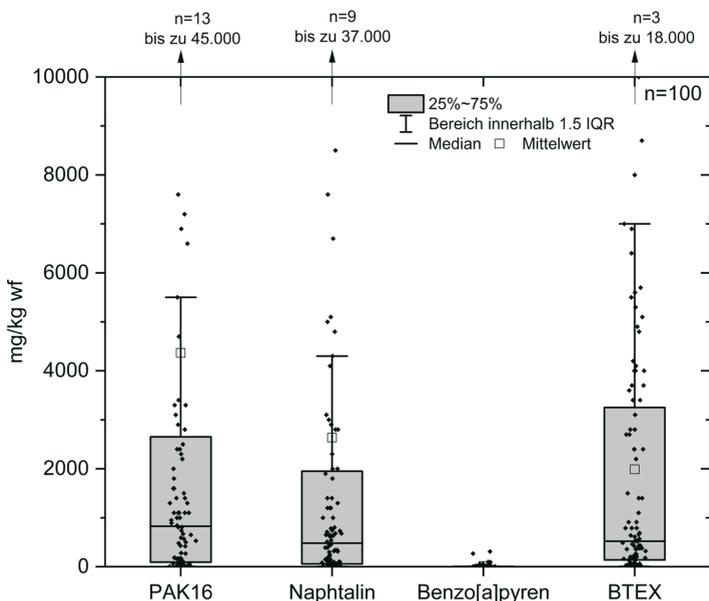


Abb. 4: Gehalt der Vergaserkokse an organischen Schadstoffen (IQR: Interquartilsabstand)

Naphtalin war unter den 16 analysierten PAK-Verbindungen die dominierende Komponente und in fast allen Fällen die Komponente mit dem höchsten Anteil, wobei Gehalte von bis zu 37.000 mg/kg wf bestimmt wurden. Lediglich bei den Proben mit den außergewöhnlich hohen PAK-Gehalten von mehr als 10.000 mg/kg wf kam es zur Abweichung von dieser Tendenz. Die besonders kritische Verbindung Benzo[a]pyren, die hochgiftig und krebserregend ist, war in deutlich geringeren Mengen enthalten. In den meisten Vergaserkoksproben (72 %) lag ihr Gehalt unter der Nachweisgrenze der verwendeten Methode (d.h. <2,5 mg/kg wf).

Der BTEX-Gehalt von Pflanzenkohlen ist bislang noch recht wenig untersucht [13, 26, 27] und die EBC enthält diesbezüglich keine Grenzwerte. Jüngste Studien deuten jedoch darauf hin, dass diese Verbindungen eine entscheidende Rolle für die Ökotoxizitätsbewertung von Pflanzenkohlen spielen [13]. Innerhalb der untersuchten Vergaserkokse variierten die BTEX-Gehalte ebenfalls stark. Bei einigen Vergaserkoksen lag der BTEX-Gehalt unter der Nachweisgrenze von 5 mg/kg wf. Die höchsten BTEX-Gehalte lagen deutlich über 10.000 mg/kg wf. Benzol war in der Regel die vorherrschende BTEX-Verbindung.

3.3 Variabilität der Vergaserkokseigenschaften des gleichen Vergasungsanlagentyps

Bei einigen Vergasungsanlagenherstellern gibt es eine Vielzahl von installierten Anlagen im Feld [25]. Für vier dieser Vergasungstechnologien wurden mehrere Feldanlagen beprobt, um zu untersuchen, wie groß die Variabilität hinsichtlich des Gehaltes an organischen Schadstoffen innerhalb der Anlagen eines Anlagentyps ist. Wie in Abbildung 5 erkennbar ist, unterscheiden sich die untersuchten Anlagentypen hinsichtlich der Variabilität der Schadstoffgehalte. Die Proben der Anlagentypen 1 bis 3 wiesen eine sehr hohe Variabilität hinsichtlich der Schadstoffgehalte auf, während bei Anlagentyp 4 die Unterschiede zwischen den Proben nur klein waren.

Bei den Proben aus Anlagentyp 2 und 3 lässt sich die Variabilität darauf zurückführen, dass unterschiedliche Probenahmestellen (Rost und Filter) einbezogen bzw. dass sowohl Proben mit thermischer Nachbehandlung als auch solche ohne Nachbehandlung getrennt untersucht wurden. Bei Anlagentyp 1 und 4 jedoch war die Probenahmestelle je Anlagentyp gleich und in keinem der Fälle wurden die Vergaserkoke einer Nachbehandlung unterzogen. Dennoch unterscheidet sich die Variabilität sehr stark. Die Gründe für die große Variabilität bei Anlagentyp 1 und die geringe Variabilität bei Anlagentyp 4 sind noch nicht klar und werden auf der Grundlage einer Metadatenanalyse unter Berücksichtigung des Anlagendesigns und der Anlagenfahrweise weiter untersucht.

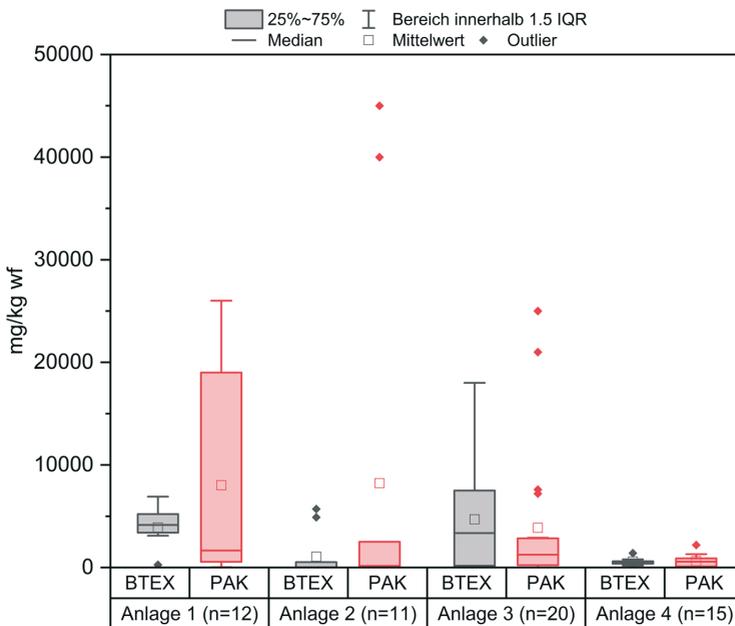


Abb. 5: Unterschiede in den Gehalten organischer Schadstoffe bei ausgewählten Anlagentypen (IQR: Interquartilsabstand)

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Mit dem durchgeführten Screening konnte die Wissensbasis zu den Eigenschaften von Vergaserkoksen aus unterschiedlichen Vergasungstechnologien substantiell erweitert werden. Diese Wissensbasis ist auch von zentraler Bedeutung für den kürzlich begonnenen Standardisierungsprozess für pyrogene Kohlenstoffe, zu denen auch Vergaserkokse zählen [29]. Die detaillierte Auswertung der Auswirkungen verschiedener Parameter wie z.B. verwendete Brennstoffqualität, eingesetzte Vergasungstechnologie, Ort der Probenahme, Temperatur während der Koksabtrennung usw. wird das Verständnis für die Einflussfaktoren auf die Qualität der Vergaserkokse erweitern.

Sowohl die komplett veraschten Vergasungsrückstände als auch die Vergaserkokse mit holzkohleähnlichen Eigenschaften könnten sich schon jetzt ohne weitere Aufbereitung für die weitere Anwendung eignen. Die hohen Gehalte an organischen Schadstoffen, die bei den meisten Vergaserkoksen festgestellt wurden, erschweren jedoch die weitere Nutzung und machen entweder die Optimierung des Vergasungsprozesses hinsichtlich niedrigerer Schadstoffgehalte oder eine Nachbehandlung der Vergasungsrückstände notwendig. Da sich Filterrückstände und besonders solche aus der Kaltgasfiltration als besonders belastet erwiesen haben, sollten diese getrennt erfasst und separat entsorgt werden [26].

Literatur/Quellen

- [1] Frida L, Visser R. Biochar for Soil Improvement: Evaluation of Biochar from Gasification and Slow Pyrolysis. *Agriculture* 2015;5(4):1076–115.
- [2] Hansen V, Müller-Stöver D, Ahrenfeldt J, Holm JK, Henriksen UB, Hauggaard-Nielsen H. Gasification biochar as a valuable by-product for carbon sequestration and soil amendment. *Biomass and Bioenergy* 2015;72(2):300–8.
- [3] Benedetti V, Scatto M, Baratieri M, Riello P. Valorization of Biomass Gasification Char as Filler in Polymers and Comparison with Carbon Black. *Waste Biomass Valor* 2021;12(6):3485–96.
- [4] Sirico A, Bernardi P, Belletti B, Malcevschi A, Dalcanale E, Domenichelli I et al. Mechanical characterization of cement-based materials containing biochar from gasification. *Construction and Building Materials* 2020;246:118490.
- [5] Hagemann N, Schmidt H-P, Kägi R, Böhler M, Sigmund G, Maccagnan A et al. Wood-based activated biochar to eliminate organic micropollutants from biologically treated wastewater. *The Science of the total environment* 2020;730:138417.
- [6] Back JO, Hupfauf B, Rößler A, Penner S, Rupprich M. Adsorptive removal of micropollutants from wastewater with floating-fixed-bed gasification char. *Journal of Environmental Chemical Engineering* 2020;8(3):103757.
- [7] Ravenni G, Cafaggi G, Sárosy Z, Rohde Nielsen KT, Ahrenfeldt J, Henriksen UB. Waste chars from wood gasification and wastewater sludge pyrolysis compared to commercial activated carbon for the removal of cationic and anionic dyes from aqueous solution. *Bioresource Technology Reports* 2020;10:100421.
- [8] Schmidt H-P, Anca-Couce A, Hagemann N, Werner C, Gerten D, Lucht W et al. Pyrogenic carbon capture and storage. *GCB Bioenergy* 2019;11(4):573-91.

- [9] Piazzzi S, Zhang X, Patuzzi F, Baratieri M. Techno-economic assessment of turning gasification-based waste char into energy: A case study in South-Tyrol. *Waste management* (New York, N.Y.) 2020;105:550–9.
- [10] Patuzzi F, Prando D, Vakalis S, Rizzo AM, Chiamonti D, Tirlir W et al. Small-scale biomass gasification CHP systems: Comparative performance assessment and monitoring experiences in South Tyrol (Italy). *Energy* 2016;112:285–93.
- [11] Bachmann HJ, Bucheli TD, Dieguez-Alonso A, Fabbri D, Knicker H, Schmidt H-P et al. Toward the Standardization of Biochar Analysis: The COST Action TD1107 Interlaboratory Comparison. *Journal of agricultural and food chemistry* 2016;64(2):513–27.
- [12] Hilber I, Blum F, Leifeld J, Schmidt H-P, Bucheli TD. Quantitative determination of PAHs in biochar: A prerequisite to ensure its quality and safe application. *Journal of agricultural and food chemistry* 2012;60(12):3042-50.
- [13] Ruzickova J, Koval S, Raclavska H, Kucbel M, Svedova B, Raclavsky K et al. A comprehensive assessment of potential hazard caused by organic compounds in biochar for agricultural use. *Journal of hazardous materials* 2021;403:123644.
- [14] Länderarbeitsgemeinschaft Abfall (LAGA). LAGA PN 98 - Richtlinie für das Vorgehen bei physikalischen, chemischen und biologischen Untersuchungen im Zusammenhang mit der Verwertung/Beseitigung von Abfällen. Available from: https://www.laga-online.de/documents/m32_laga_pn98_1503993280.pdf.
- [15] DIN EN ISO 17225-1:2014-09. Solid biofuels - Fuel specifications and classes - Part 1: General requirements (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [16] DIN 51719:1997-07. Testing of solid fuels - Solid mineral fuels - Determination of ash content (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [17] DIN 51734:2008-12. Testing of solid mineral fuels - Proximate analysis and calculation of fixed carbon (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [18] DIN EN 15935:2012-11. Sludge, treated biowaste, soil and waste - Determination of loss on ignition (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [19] DIN EN ISO 16948:2015-09. Solid biofuels - Determination of total content of carbon, hydrogen and nitrogen (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [20] DIN EN 15934:2012-11. Sludge, treated biowaste, soil and waste - Calculation of dry matter fraction after determination of dry residue or water content; (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [21] EBC. European Biochar Certificate – Richtlinien für die Zertifizierung von Pflanzenkohle (Version 10.1G of 10th January 2022): Ithaka Institute, Arbaz, Switzerland; Available from: https://www.european-biochar.org/media/doc/2/version_de_10_1.pdf.
- [22] DIN EN 16181:2019-08. Soil, treated biowaste and sludge - Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) by gas chromatography (GC) and high performance liquid chromatography (HPLC) (German version): Beuth Verlag, Berlin.
- [23] VDI 3865 Blatt 3:1998-06. Measurement of organic soil pollutants - Gas-chromatographic determination of volatile organic compounds in soil gas adsorption at activated carbon and desorption with organic solvents (German version): Beuth Verlag, Berlin.

- [24] Ghidotti M, Fabbri D, Hornung A. Profiles of Volatile Organic Compounds in Biochar: Insights into Process Conditions and Quality Assessment. ACS Sustainable Chem. Eng. 2017;5(1):510–7.
- [25] Buss W, Graham MC, MacKinnon G, Mašek O. Strategies for producing biochars with minimum PAH contamination. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 2016;119:24–30.
- [26] Buss W, Mašek O, Graham M, Wüst D. Inherent organic compounds in biochar-Their content, composition and potential toxic effects. Journal of environmental management 2015;156:150–7.
- [27] Li J, Li Q, Qian C, Wang X, Lan Y, Wang B et al. Volatile organic compounds analysis and characterization on activated biochar prepared from rice husk. Int. J. Environ. Sci. Technol. 2019;16(12):7653–62.
- [28] Fachverband Erneuerbare Energien FEE e.V. HOLZGAS-BRANCHENGUIDE; Available from: https://www.fee-ev.de/images/FEE__Holzgas_Branchenguide_2020.pdf.
- [29] Einladung zur Mitarbeit im Arbeitsausschuss Pyrogene Kohlenstoffe; Available from: <https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nmp/einladung-zur-mitarbeit-im-arbeitsausschuss-pyrogene-kohlenstoffe-na-062-02-85-aa--845266>.
- [30] VergaFlex - Contributing to an Enhanced Flexibility of Biomass Gasification Plants by Utilization Options for Gasification Char; Available from: <https://www.energetische-biomassennutzung.de/en/projects-partners/details/project/show/Project/VergaFlex-623>.
- [31] VDI 3461:2018-12. Emissionsminderung - Thermochemische Vergasung von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung; Beuth Verlag, Berlin.

Danksagung

Die aktuelle Studie wurde im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ als Teil des VergaFlex-Projekts (Förderkennzeichen: 03KB157A-C) [30] durchgeführt. Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung dieses Projekts durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimapolitik.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Umwelt



Kontakt

Dr. Annett Pollex, Dr. Thomas Zeng Wissenschaftliche(r) Mitarbeiter(in)

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

✉ annett.pollex@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Dr. Sabine Bandemer, Axel Ulbricht

Eurofins Umwelt Ost GmbH
Lindenstraße 11
09627 Bobritzsch-Hilbersdorf

Kristina Herrmann, Dieter Bräkow

Fördergesellschaft Erneuerbare Energien (FEE) e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Strategien zum Umbruch der mehrjährigen Energiepflanzen Durchwachsene Silphie und Sida nach Ablauf der Nutzungsdauer

Zusammenfassung: Nach Ablauf der Nutzungsdauer müssen Bestände mehrjähriger Energiepflanzen wie Durchwachsene Silphie und Sida wieder umgebrochen werden. Um Umbruchstrategien zu entwickeln, in deren Rahmen auf den Einsatz nicht-selektiver Herbizide verzichtet werden kann, wurden von 2019 bis 2021 in Ostbayern Feldversuche durchgeführt. Für die Untersuchungen wurden mindestens fünf Jahre alte Bestände verwendet, anhand derer verschiedene rein mechanische Umbruchverfahren (Pflug, Grubber, Fräse) verglichen wurden. Zusätzlich wurde die nachfolgende Kultur (Wintergetreide, Mais) variiert.

Der geringste Durchwuchsbesatz war nach dem Umbruch mit einer Fräse (ca. 7 cm Arbeitstiefe) zu beobachten. Durch die Fräse zerkleinerte Wurzeln führten zu kleineren, schwächeren Trieben mit einer geringeren Triebkraft und Widerstandsfähigkeit gegenüber Herbiziden. Pflügen führte zum stärksten Durchwuchs, der zudem zeitlich versetzt erschien, was die Bekämpfung erschwerte. Als Folgekultur erwies sich Mais besser geeignet, da dieser Vorteile bei der chemischen Bekämpfung und durch seine Wuchshöhe eine bessere Durchwuchsunterdrückung bot. Eine erhöhte N-Nachlieferung nach dem Umbruch war nicht festzustellen. Dafür war jedoch vermutlich die Standdauer der diesbezüglich untersuchten Bestände mit fünf Jahren zu kurz.

Abstract: At the end of the useful life, stands of perennial energy crops such as cup plant and sida must be converted to arable land again. In order to develop conversion strategies in which the use of non-selective herbicides are not necessary, field trials were conducted in Eastern Bavaria from 2019 to 2021. For the study, stands at least five years old were used to compare different purely mechanical conversion methods (plough, cultivator, rotary hoe). In addition, the subsequent crop (winter cereals, maize) was varied.

The lowest infestation with volunteer plants was observed after conversion with a rotary hoe (approx. 7 cm working depth). Roots shredded by the rotary hoe resulted in smaller, weaker shoots with less vigour and resistance to herbicides. Ploughing resulted in the strongest growth of volunteer plants, which also appeared staggered, making control more difficult. Maize proved to be a more suitable successor crop, as it offers advantages in chemical control and better suppression of volunteer plants due to its height. An increased N supply after the conversion of the permanent crops was not determined. However, the stand duration of the perennial crops examined in this regard (five years) was probably too short.

1 Einleitung

Der Anbau mehrjähriger Energiepflanzen wie der Durchwachsenen Silphie (*Silphium perfoliatum* L.) gewinnt in der landwirtschaftlichen Praxis zunehmend an Bedeutung. Wegen ihrer hohen Biomasseproduktion ist die Durchwachsene Silphie als alternatives Substrat für Biogasanlagen von Interesse (Hartmann et al. 2017). Im Zeitraum von 2015 bis 2021 stieg die Anbaufläche in Bayern von etwa 65 ha auf 2.168 ha an. Die Dauerkultur Sida (*Sida hermaphrodita* L.) ist hingegen für eine Biogasnutzung wegen geringer Methanerträge nur bedingt geeignet und kann über eine Festbrennstoffnutzung deutlich besser verwertet werden (Borkowska und Molas 2013). Gegenüber einjährigen Energiepflanzen wie Mais besitzen Dauerkulturen vielfältige ökologische Vorteile, insbesondere im Bereich des Boden- und Gewässerschutzes (Grunwald et al. 2020).

Trotz des ausdauernden Wuchstyps müssen Flächen mit Dauerkulturen bei Eintreten deutlicher Ertragsdepressionen oder gewünschter Veränderung der Flächennutzung wieder umgebrochen werden. Da sich die Praxisetablierung dieser Kulturen noch in der Anfangsphase befindet, liegen hierzu nur wenige Informationen vor. Aufgrund der erwarteten Humusanreicherung sowie der großen Menge an Ernte- und Wurzelrückständen (Dauber et al. 2015) wird nach dem Umbruch ein gesteigertes Mineralisationspotenzial vermutet. Mehrjährige Energiepflanzen bieten somit zwar niedrige Mengen mineralischen Stickstoffs (N_{\min}) im Boden nach der jährlichen Ernte, aber auch der Zeitraum nach dem Umbruch und eine dann eventuell eintretende erhöhte Stickstoff-(N)-Mineralisation müssen beachtet werden und in die ökologische Gesamtbewertung miteinfließen (Stolzenburg et al. 2016).

Ziel des Forschungsprojekts war es deshalb Umbruchstrategien für die Dauerkulturen Durchwachsene Silphie und Sida zu entwickeln, die auf den Einsatz nicht selektiver Herbizide verzichten, um interessierten Landwirten bereits vor der Anlage Informationen über die spätere Rückführung der Fläche in die betriebliche Fruchtfolge geben zu können. Des Weiteren sollte die Höhe der N-Nachlieferung bewertet werden.

2 Material und Methoden

Für die Untersuchungen stand zunächst je eine fünf Jahre alte Versuchsanlage mit Durchwachsener Silphie und Sida zur Verfügung. Um die effektivste Umbruchmethode zu identifizieren, wurden verschiedene rein mechanische Umbruchverfahren (Fräse, Grubber, Pflug) miteinander verglichen. Zusätzlich wurde die nachfolgende Kultur (Wintergetreide, Mais) variiert, um Unterschiede hinsichtlich der Konkurrenzkraft gegenüber einem möglichen Dauerkulturdurchwuchs und die vorhandenen Bekämpfungsmöglichkeiten zu prüfen. Alle Versuchsanlagen des Projekts befanden sich in Niederbayern, südlich von Straubing. Das vieljährige Mittel (1961-1990) der Jahresdurchschnittstemperatur am Versuchsstandort beträgt 8,3 °C bei einer Jahresniederschlagssumme von 784 mm.

Der Umbruch und die nachfolgende Ansaat des Getreides wurden Ende September 2019 durchgeführt, Mitte April des Folgejahrs wurde Mais gesät. Der Versuch zum Umbruch von Durchwachsener Silphie wurde bis zum Jahr 2021 fortgeführt, wobei im zweiten Jahr nach dem Umbruch die Kulturen Mais und Wintergetreide jeweils getauscht wurden. Als Wintergetreide wurde für die Ernte im Jahr 2020 Triticale und für 2021 Weizen gesät. Der Herbizideinsatz erfolgte praxisüblich mit jährlich wechselnden Präparaten. An mehreren Terminen während der Vegetation wurde der Besatz mit Durchwuchstrieben ermittelt. Des Weiteren wurde für die Untersuchung der N-Nachlieferung auf einigen Parzellen keine N-Düngung ausgebracht. Dort und in den gedüngten Parzellen wurden die Erträge der Folgekulturen sowie deren Nährstoffgehalte (N, P, K und Mg) erfasst. Außerdem wurden die N_{\min} -Mengen im Boden vor dem Umbruch, zu Vegetationsende nach dem Umbruch sowie in den Folgekulturen jeweils zu Vegetationsbeginn und nach der Ernte untersucht. Zusätzlich waren ungedüngte Parzellen ohne Bewuchs vorhanden, in denen über wiederholte N_{\min} -Untersuchungen während der Vegetation ebenfalls die Dynamik und Höhe der N-Nachlieferung nach dem Umbruch abgebildet werden sollten.

Um aufzeigen, wie sich ein Umbruch von Sida im Frühjahr auf den nachfolgenden Durchwuchsbesatz auswirkt, wurde im Frühjahr 2021 ein neuer Versuch mit Mais als Folgekultur sowie den Umbruchverfahren Pflug und Fräse angelegt. Der hierfür verwendete Sidabestand wies eine Standdauer von zehn Jahren auf (Etablierungsjahr 2011). Beide Sidabestände waren wegen der Ernte im grünen Zustand für eine Biogasnutzung teilweise stark verunkrautet und die Wuchsleistung der Sidapflanzen war geringer als bei einer Nutzung als Festbrennstoff im Frühjahr.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Umbruchmethode

Der geringste Durchwuchsbesatz war bei beiden Dauerkulturen nach dem Umbruch mit der Fräse (ca. 7 cm Arbeitstiefe) zu beobachten, wobei bei Sida nach dem Umbruch im Herbst weniger deutliche Unterschiede zwischen den Varianten vorlagen und ein höherer Durchwuchsbesatz als nach dem Umbruch im Frühjahr gegeben war (Abb. 1). Durch die Fräse zerkleinerte Wurzeln führten zu kleineren, schwächeren Trieben mit einer geringeren Triebkraft und Widerstandsfähigkeit gegenüber Herbiziden. Die Aussaat der Folgekulturen wurde nach dem Umbruch mit der Fräse nicht durch Wurzelreste beeinträchtigt.

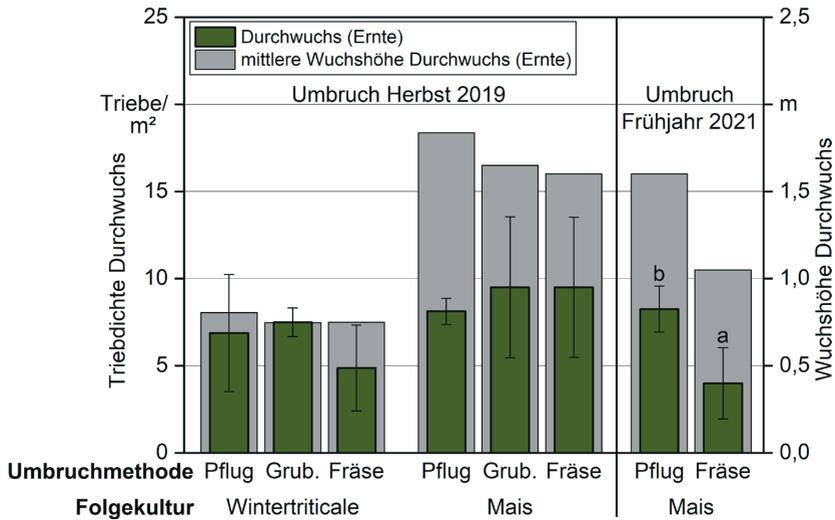


Abb. 1: Durchwuchs im ersten Jahr nach dem Umbruch von Sida im Herbst 2019 (links) bzw. Frühjahr 2021 (rechts) in Abhängigkeit von der Umbruchmethode und Folgekultur (Grub. = Grubber; Fehlerbalken repräsentieren Standardabweichungen der Triebdichten, unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Mittelwertdifferenzen der Triebdichten jeweils innerhalb einer Folgekultur)

Der zur Ernte noch vorhandene Durchwuchs stammte fast ausschließlich von den Knospen der Wurzelstöcke und belief sich nach dem Umbruch mit der Fräse auf ca. 1-3 Triebe/m² bei Durchwachsener Silphie (Abb. 2) bzw. 4-10 Triebe/m² bei Sida.

Eine Keimung von Samen der Dauerkulturen wurde nur bei Durchwachsener Silphie beobachtet, wobei Silphiesamen sowohl im Frühjahr als auch im Herbst keimten. Auch im zweiten Jahr nach dem Umbruch erschienen weiterhin einzelne Keimpflanzen. Die samenbürtigen Triebe wurden jedoch im Rahmen der Saatbettbereitung vor Mais und/oder Unkrautbekämpfung der Folgekultur weitgehend beseitigt und stellten keine Konkurrenz für die Folgekultur dar. Im Vergleich zu Durchwachsener Silphie verfügt Sida über größere Wurzelstöcke mit deutlich dickeren Wurzeln sowie über eine höhere Triebkraft.

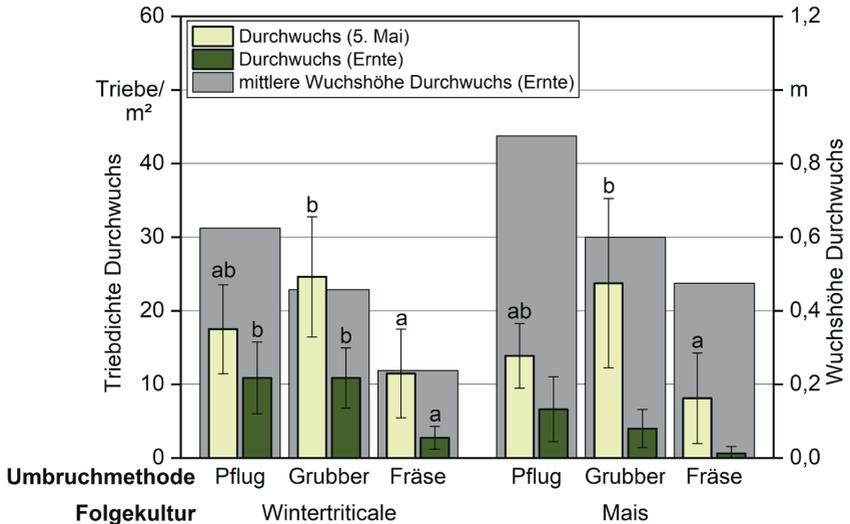


Abb. 2: Durchwuchs im ersten Jahr nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie in Abhängigkeit von der Umbruchmethode und Folgekultur (Fehlerbalken repräsentieren Standardabweichungen der Triebdichten, unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Mittelwertdifferenzen der Triebdichten jeweils innerhalb einer Folgekultur)

In einer anderen Studie wurde nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie durch zweimaliges Fräsen und anschließendem Pflügen ein vergleichbarer Durchwuchsbesatz in nachfolgendem Mais festgestellt (Schittenhelm et al. 2021). Der erste Bearbeitungsgang mit der Fräse bringt offenbar die entscheidende Schädigungswirkung mit sich, so dass es am sinnvollsten erscheint den ersten Bodenbearbeitungsschritt beim Umbruch mit einer Fräse durchzuführen. Die im Versuch gewählte Arbeitstiefe sollte für eine optimale Bekämpfungswirkung nicht unterschritten werden, was insbesondere für den Umbruch von Sida gilt. Ein Umbruch mit dem Pflug erwies sich bei beiden Dauerkulturen dagegen eher kontraproduktiv, da dieser nachfolgend zum stärksten Durchwuchs führte, der zudem zeitlich stärker versetzt erschien, was dessen Bekämpfung erschwerte (Abb. 3).



Abb. 3: Silphiedurchwuchs in Silomais Anfang September 2020 nach dem Umbruch der Dauerkultur mit einem Pflug im Herbst des Vorjahrs (Foto: TFZ)

3.2 Folgekultur

Als Folgekultur nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie und Sida scheint Mais besser geeignet als Getreide, da dieser Vorteile bei der chemischen Bekämpfung und durch seine Wuchshöhe vor allem bei Durchwachsener Silphie eine gute Unterdrückung des Durchwuchses bot (Abb. 2). Auch im zweiten Jahr nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie war bei Mais als erster Folgekultur der Durchwuchsbesatz geringer als nach Getreide. Der Sidadurchwuchs erreichte bis zur Ernte des Mais fast dessen Wuchshöhe. In diesem Zusammenhang muss beachtet werden, dass aufgrund der kleinen Parzellen im Versuch bei hochwachsenden Kulturen wie Mais keine mit einem flächigen Bestand vergleichbare Beschattung vorlag. Da Sida im Frühjahr jedoch erst relativ spät austreibt und anschließend kontinuierlich Triebe ausbildet (Abb. 4), bietet Mais wegen seiner späteren Saat ein günstigeres Zeitfenster für notwendige Herbizid- oder Hackmaßnahmen.

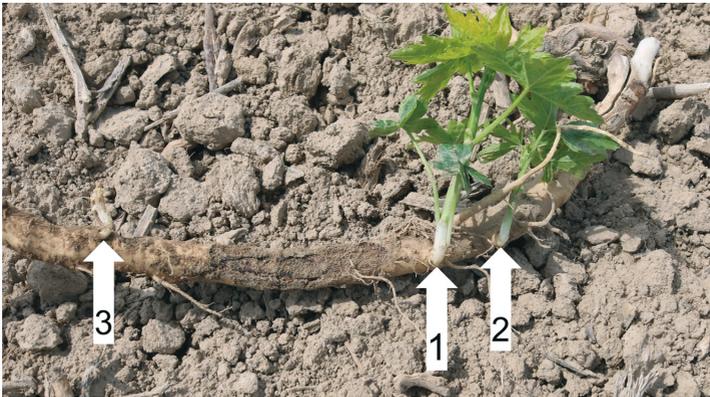


Abb. 4: Verzettelter Wiederaustrieb aus einem Wurzelstück von Sida im ersten Jahr nach dem Umbruch mit einem Grubber (Foto: TFZ)

Bei Durchwachsener Silphie bestand zusätzlich das Problem, dass die Wintertriticale nach dem Umbruch mit der Fräse ein deutlich schlechteres Wachstum als in den Varianten Pflug und Grubber zeigte. Die genaue Ursache hierfür konnte bisher nicht geklärt werden, wobei dieses Phänomen nach dem Umbruch von Sida nicht zu beobachten war. Darüber hinaus ist Mais wegen seiner hohen N-Aufnahmekapazität auch im Hinblick auf die Verwertung einer erhöhten N-Nachlieferung während Vegetation gut geeignet (Schittenhelm et al. 2021). Problematisch ist jedoch, dass nach der Ernte die N_{\min} -Mengen im Boden bis Vegetationsende deutlich anstiegen und es bei Mais kaum Möglichkeiten gibt, diesen N-Überschuss zu verwerten. Als Biogassubstrat und Futter können sowohl Mais als auch Getreide-Ganzpflanzensilage trotz Dauerkulturdurchwuchs problemlos genutzt werden.

Mit den zu praxisüblichen Herbizidterminen ausgebrachten Standardherbiziden war gegenüber dem Durchwuchs von Durchwachsener Silphie und insbeson-

dere Sida keine ausreichende Wirkung möglich, so dass für eine erfolgreiche Durchwuchsbekämpfung mehrere Behandlungen und/oder die Ergänzung von Spezialherbiziden erforderlich sind. Im zweiten Jahr nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie wurde deshalb in Winterweizen zusätzlich zur Frühjahrsapplikation eine späte Herbizidanwendung mit „Ariane C“ durchgeführt, wodurch die vorhandenen Durchwuchstriebe effektiv zurückgedrängt wurden. Die gute Wirkung des darin enthaltenen Wirkstoffs Clopyralid gegenüber Durchwachsener Silphie wurde auch in einer anderen Studie bestätigt (Schittenhelm et al. 2021).

3.3 Stickstoffnachlieferung

Nach dem Umbruch im Herbst war bis Vegetationsende bzw. Vegetationsbeginn keine nennenswerte N-Nettomineralisation zu beobachten. Auch während der folgenden Vegetationsperiode bewegte sich die N-Nachlieferung auf dem Niveau der benachbarten Praxisflächen, so dass trotz der unter Dauerkulturbeständen zu erwartenden Humusanreicherung (Ruf et al. 2018) keine erhöhte N-Mineralisation nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie bzw. Sida festzustellen war. Ursache hierfür war vermutlich das geringe Alter der untersuchten Bestände, wodurch die bisherige Humusanreicherung nur gering ausfiel. In einem Versuch in Braunschweig wurde dennoch bereits nach dem Umbruch eines acht Jahre alten Silphiebestands eine sehr hohe N-Nettomineralisation ermittelt (Schittenhelm et al. 2021). Die vorliegenden Versuchsergebnisse zeigen außerdem, dass der Abbau der großen Menge an Ernte- und Wurzelrückständen offenbar zu keiner erhöhten N-Mobilisierung nach dem Umbruch führt. Vielmehr ist wegen des relativ weiten C/N-Verhältnisses der Ernte- und Wurzelrückstände (Schittenhelm et al. 2021) bei deren Abbau vorübergehend mit einer N-Immobilisation zu rechnen.

4 Schlussfolgerung

Die Versuchsergebnisse zeigen, dass ein Umbruch von Durchwachsener Silphie oder Sida unter Wahl geeigneter Bodenbearbeitungsmaßnahmen, Folgekulturen und deren Herbizidmanagement auch ohne den Einsatz von Totalherbiziden erfolgreich durchgeführt werden kann. Wurde eine Fräse als erste Bearbeitungsmaßnahme eingesetzt, war nach dem Umbruch von Durchwachsener Silphie mit Mais als Folgekultur ein nahezu durchwuchsfreier Bestand möglich. Trotz verunkrauteter Bestände verfügte Sida über eine beachtliche Triebkraft und erwies sich gegenüber Herbiziden widerstandsfähiger als Durchwachsene Silphie. Daher und vor allem wegen der problematischen Etablierung rät das TFZ vom Sidaanbau eher ab.

Für eine wirksame Durchwuchsreduzierung erscheint somit eine einmalige Bearbeitung mit der Fräse ausreichend. Da unter Dauerkulturen wegen der intensiven Durchwurzelung und des höheren Regenwurmbesatzes (Emmerling 2014) normalerweise bereits eine günstige Bodenstruktur vorliegt, ist eine

tieferer Lockerung in der Regel nicht erforderlich. Für den Umbruch entstehen folglich Kosten durch den Einsatz einer Fräse und zusätzlich erforderliche Herbizidapplikationen. Nach dem Umbruch langjähriger Dauerkulturbestände können im Gegenzug wegen einer erhöhten N-Nachlieferung N-Dünger eingespart werden. Zusätzlich ist wegen der besseren Bodenstruktur mit höheren Erträgen zu rechnen, die die Umbruchkosten in etwa ausgleichen sollten (Schittenhelm et al. 2021).

Neben der Bekämpfung des Dauerkulturdurchwuchses erwies sich insbesondere bei den beiden Sidaumbruchversuchen die starke Verunkrautung der Dauerkultur und demzufolge das starke Unkrautaufkommen nach dem Umbruch als problematisch. Nimmt bei Dauerkulturen gegen Ende der Nutzungsdauer die Wuchsleistung ab und die Verunkrautung zu, sollten diese Bestände möglichst zeitnah umgebrochen werden. Ansonsten kann die erneute Verringerung dieses Unkrautdrucks auf der Fläche aufwendiger als der eigentliche Umbruch der Dauerkultur werden. Die aus den Ergebnissen der Versuche abgeleiteten Empfehlungen sind noch nicht ausreichend abgesichert, so dass verschiedene Aspekte des Umbruchs von Durchwachsener Silphie in einem Folgeprojekt genauer untersucht werden.

Literatur/Quellen

- Hartmann, A.; Burmeister, J.; Fritz, M.; Walter, R. (2017): Dauerkulturen. Aufzeigen der bayernweiten Anbaueignung. Berichte aus dem TFZ, Nr. 54. Straubing: Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ) (Hrsg.), 229 Seiten, ISSN 1614-1008
- Borkowska, H.; Molas, R. (2013): Yield comparison of four lignocellulosic perennial energy crop species. *Biomass and Bioenergy*, Bd. 51, April, S. 145–153
- Grunwald, D.; Panten, K.; Schwarz, A.; Bischoff, W.; Schittenhelm, S. (2020): Comparison of maize, permanent cup plant and a perennial grass mixture with regard to soil and water protection. *GCB Bioenergy*, Bd. 12, Nr. 9, S. 694–705
- Dauber, J.; Müller, A. L.; Schittenhelm, S.; Schoo, B.; Schorpp, Q.; Schrader, S.; Schroetter, S. (2015): Agrarökologische Bewertung der Durchwachsenen Silphie (*Silphium perfoliatum* L.) als eine Biomassepflanze der Zukunft. Teilvorhaben 1: Ober- und unterirdische Biodiversität in Beständen der Durchwachsenen Silphie Teilvorhaben 2: Wasserhaushalt und Ökophysiologie der Durchwachsenen Silphie. Schlussbericht zum Vorhaben. Stand: 10/2015. Braunschweig; Quedlinburg: Johann Heinrich von Thünen-Institut, Julius Kühn-Institut, 138 Seiten
- Stolzenburg, K.; Bruns, H.; Monkos, A.; Ott, J.; Schickler, J. (2016): Produktion von Kosubstraten für die Biogasanlage. Ergebnisse der Versuche mit Durchwachsener Silphie (*Silphium perfoliatum*) in Baden-Württemberg. Augustenberg: Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ) (Hrsg.), 100 Seiten
- Ruf, T.; Makselon, J.; Udelhoven, T.; Emmerling, C. (2018): Soil quality indicator response to land-use change from annual to perennial bioenergy cropping systems in Germany. *GCB Bioenergy*, Bd. 10, Nr. 7, S. 444-459

Schittenhelm, S.; Panten, K.; Gabriel, D. (2021): Converting perennial energy crops cup plant and field grass to arable cropping affects weed infestation, soil nitrogen mineraliza-tion and subsequent silage maize yield. GCB Bioenergy, Bd. 13, Nr. 8, S. 1232–1246

Emmerling, C. (2014): Impact of land-use change towards perennial energy crops on earthworm population. Applied Soil Ecology, Bd. 84, S. 12–15

Kontakt

Sebastian Parzefall, wissenschaftlicher Mitarbeiter

Abteilung Rohstoffpflanzen und Stoffflüsse

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ)

☎ +49(0)9421.300-015 | ✉ sebastian.parzefall@tfz.bayern.de

🌐 www.tfz.bayern.de/rohstoffpflanzen

Margit Paustian

CO₂-negative Energie- und Pflanzenkohlerzeugung Möglichkeiten des Einsatzes von organischen Reststoffen

Zusammenfassung: Die Grundidee von Carbo-FORCE ist es, mit modernster, innovativer Technik, regionale, organische Reststoffe in Wertstoffe zu wandeln. Die Natur mit ihrem Prinzip eines funktionierenden Kreislaufs dient dabei als Vorbild unserer zukunftsweisenden und nachhaltigen Anlagentechnik. Die Herausforderung war es eine Anlagentechnik zu entwickeln, die es ermöglicht, die in organischen Reststoffen vorhandene Energie zu nutzen, um CO₂ dauerhaft in hochwertiger Pflanzenkohle zu binden und so einen lukrativen und mehrdimensionalen Wertstoff zu generieren. Kohlenstoff ist die Basis aller organischer Substanzen. Im Prozess der Pyrolyse werden die organischen Reststoffe in Energie und Pflanzenkohle gewandelt. Die für die Carbonisierung nicht benötigte Wärme und das überschüssige Gas können entsprechend „abgezweigt“ werden und als thermische Energie genutzt werden. Die Verfahrenstechnik wurde speziell im Hinblick auf schwierige Inputmaterialien wie zum Beispiel Klärschlämme, Gärreste oder Hühnerkot entwickelt - und gleichzeitig für den einfachen, praxistauglichen Betrieb konstruiert. Der gängigste Inputstoff für die Pflanzenkohlerzeugung sind Holzhackschnitzel. Weitere organische Reststoffe, die sich grundsätzlich für die Carbonisierung eignen, sind z.B. Altholz, Restholz, Kerne, Hühnerkot, Pferdemist auf Späne, Klärschlämme und Gärreste.

Abstract: The basic idea of Carbo-FORCE is to convert regional organic residues into valuable materials using state-of-the-art, innovative technology. Nature with its principle of a functioning cycle serves as a model for our future-oriented and sustainable plant technology. The challenge was to develop a plant technology that makes it possible to use the energy present in organic residues to permanently bind CO₂ in high-quality biochar, thus generating a lucrative and multidimensional valuable material. Carbon is the basis of all organic substances. In the process of pyrolysis, the organic residues are converted into energy and biochar. The heat not required for carbonization and the synthesis gas can be diverted accordingly and used as thermal heat. The process technology was developed specifically with difficult input materials such as sewage sludge, fermentation residues or dry chicken manure in mind - and at the same time designed for simple, practical operation. The most common input material for biochar production is wood chips. Other organic residues that are basically suitable for carbonization include waste wood, residual wood, cores, dry chicken manure, horse manure on shavings, hemp and fermentation residues.

CO₂-negative Energie- und Pflanzenkohlerzeugung

Der aktuelle energiepolitische Rahmen und die aktuelle politische Lage in Europa lenken den Fokus auf einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und bewirken die bestehenden Anlagen zur Produktion

von erneuerbaren Energien neu zu denken. Gleichzeitig ist der Klimaschutz ein hochaktuelles Thema und das Klimaschutzgesetz gibt jährliche Gesamtminde-
rungsziele für CO₂-Äquivalente vor. Diese massiven CO₂-Einsparziele scheinen
in verschiedensten Sektoren ohne aktive CO₂-Fixierung neben der Strategie den
Kohlenstoff-Ausstoß zu vermeiden und zu reduzieren nicht erreichbar. Mit der
Technologie der Pyrolyse können sowohl die Ziele der Wärmeerzeugung über
erneuerbare Energien als auch die Fixierung von CO₂ durch die Produktion von
Pflanzenkohle erreicht werden.

Kohlenstoff ist die Basis aller organischer Substanzen. Werden organische Rest-
stoffe einfach verbrannt, was häufig noch der Fall ist, entsteht durch die Ver-
bindung mit dem Sauerstoff aus der Luft insbesondere CO₂. Dieser Prozess ist
klimaschädlich und vernachlässigt völlig, dass auch diese Reststoffe tatsäch-
lich wirtschaftlich gewinnbringend in Wertstoffe verwandelt werden können -
zum Beispiel in Pflanzenkohle (auch Biochar genannt) und Energie. Die für die
Carbonisierung nicht benötigte Wärme und das überschüssige Gas können ent-
sprechend „abgezweigt“ werden.

Die Grundidee von Carbo-FORCE ist es, organische Reststoffe als Ressource
für saubere Energie zu nutzen und in einem wirtschaftlichen Prozess CO₂ zu
binden, wodurch sich handelbare CO₂-Zertifikate generieren lassen. Die Natur
mit ihrem Prinzip eines funktionierenden Kreislaufs dient dabei als Vorbild unse-
rer zukunftsweisenden und nachhaltigen Anlagentechnik. Bei der Thermolyse,
einem verfahrenstechnischen Prozess der Holzverbrennung unter Zudosie-
rung nur minimaler Luftmengen, entsteht neben Wärme wertvolle Pflanzenkohle
(anstatt nur Asche wie bei einer Hackschnitzelheizung). Pflanzenkohle ist ein
vielseitig einsetzbares Produkt. Aber gerade in landwirtschaftlichen Böden fun-
giert sie als Nährstoff- und Wasserspeicher und bietet Besiedlungsflächen für
Bodenmikroorganismen.

Pflanzenkohle ist als Mittel zur Kompensation der Kohlenstoffdioxid-Emissionen
in Anbetracht der globalen Erwärmung anerkannt – als Negative Emission Tech-
nology (NET). Durch das Verfahren werden weltweit handelbare CO₂-Emissions
Zertifikate generiert. 1 t Pflanzenkohle bindet Kohlenstoff aus bis zu 3,6 t CO₂.
Durch die dauerhafte Verbringung der Pflanzenkohle in eine Senke, z.B. in den
Boden, gehört die Erzeugung von Pflanzenkohle zu den sechs vom Weltklimarat
anerkannten CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) Verfahren. CCS-Ver-
fahren (Carbon dioxide Capture and Storage) dienen der dauerhaften und sta-
bilsten Reduzierung der CO₂-Emissionen sowie der technischen Abspaltung und
Einlagerung (CO₂-Sequestrierung).

Das Anlagenschema zur gekoppelten Produktion von Energie und Pflanzen-
kohle besteht aus den Elementen: Inputvorlage für die eingesetzte Biomasse,
Carbo-FORCE-Reaktor für die Erzeugung von Pflanzenkohle und Energie, Wär-
meauskopplung für die thermische Energie und Verpackungseinheit in Big-Bags
für die produzierte Pflanzenkohle.

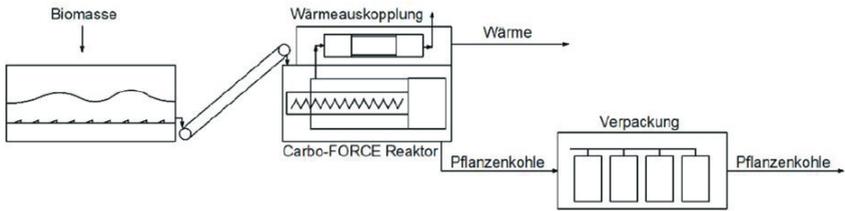


Abb. 1: Anlagenschema zur gekoppelten Produktion von Wärme und Pflanzenkohle

Die Verkohlung von organischen Substanzen zu Biochar in herkömmlichen Pyrolyse-Anlagen geschieht üblicherweise durch indirekte Erwärmung bei Temperaturen um die 400 bis 500 °C. Das Carbo-CAP-TEC-Verfahren arbeitet jedoch mit deutlich höheren Prozesstemperaturen um die 800 °C. Durch dieses Hochtemperaturverfahren wird eine sehr hohe Biocharqualität erreicht. Im Carbo-CAP-TEC-Verfahren wird dem Prozess keine zusätzliche Wärme zugeführt. Die erforderliche Wärmeenergie wird durch die partielle Oxidation von Schwelgasen innerhalb des Carbo-FORCE-Reaktors direkt erzeugt – unterstützt durch prozessinterne Wärmerückgewinnung mittels Eindüsung von energetisch angereicherter Primärluft in das System. Neben der Pflanzenkohle ist der zweite wichtige Output der Carbo-FORCE-Energie. Im Prozess wird Wärmeenergie erzeugt, die als Fernwärme genutzt werden kann oder zum eigenen Verbrauch.

Anforderungen an die organischen Einsatzstoffe

Diese optimierte autotherme Verfahrenstechnik des Carbo-CAP-TEC Verfahrens hat wesentliche Vorteile, wie die vielseitige Wandlung unterschiedlichster organischer Inputstoffe. Die Verfahrenstechnik wurde speziell im Hinblick auf schwierige Inputmaterialien wie zum Beispiel Klärschlämme, Gärreste oder Hühnertrockenkot entwickelt – und gleichzeitig für den einfachen, praxistauglichen Betrieb konstruiert. Der gängigste Inputstoff für die Pflanzenkohleerzeugung sind Holzhackschnitzel, insbesondere mit Hinblick auf die Erzeugung sehr hochwertiger Pflanzenkohle, die auch für die Verwendung als Tierfutter zertifiziert werden kann. Weitere organische Reststoffe, die sich grundsätzlich für die Carbonisierung eignen, sind z.B. Altholz, Restholz, Kerne, Hühnertrockenkot, Pferdemist auf Späne, Klärschlämme und Gärreste.

Das organische Inputmaterial muss für einen optimalen Verkohlungsprozess die vorgegebenen Anforderungen an Energiegehalt, Wassergehalt, Korngröße und Ascheschmelzpunkt erfüllen. Der Wassergehalt des Materials sollte um die 10 % liegen; wenn zu feuchtes Material eingesetzt wird, reduziert dies die Leistung im Prozess. Die Korngröße des Materials sollte zwischen G10 und G50 liegen für einen optimalen Verkohlungsprozess. Der Ascheschmelzpunkt sollte nicht zu niedrig sein. Für die Produktion von Pflanzenkohle eignen sich daher vorrangig holzartige Einsatzstoffe. In Bezug auf die Qualität der Pflanzenkohle ist der Kohlenstoffgehalt wichtig. Organisches Material mit geringem Kohlenstoffanteil führt zu einer Pflanzenkohle mit geringerem Kohlenstoffanteil. Beim

Einsatz von Holzhackschnitzeln erreicht man einen Kohlenstoffanteil von über 90 % in der Pflanzenkohle. Beim Einsatzstoff getrockneter Gärrest liegt der Kohlenstoffanteil in der Pflanzenkohle dagegen nur bei ca. 38 %.

Pflanzenkohle ist äußerst porös – holzbasierte Pflanzenkohle verfügt durch das Carbo-CAP-TEC-Verfahren über die enorme spezifische Oberfläche von über 400 m²/g. Somit ist Biokohle kein Dünger, sondern vor allem ein Speicher für Wasser, ein Trägermittel für Nährstoffe sowie Habitat für Mikroorganismen. Pflanzenkohle sollte nicht direkt in den Boden eingearbeitet werden. Vor der Anwendung ist eine Anreicherung mit Nährstoffen und Mikroorganismen empfehlenswert. Man spricht dabei auch von „Aktivierung“ oder „Aufladung“ der Biokohle.

Soll die Pflanzenkohle in der Landwirtschaft oder als Handelsprodukt verwendet werden, sind niedrige Gehalte an Schadstoffen (insbesondere an Schwermetallen und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen – PAK) sicher zu stellen. Für eine entsprechende Qualitätskontrolle steht in Europa das European Biomass Certificate (EBC) als Industrie Standard zur Verfügung. Hierauf ist bei der Auswahl der eingesetzten Biomasse zu achten. Der Einsatz von belastetem Inputmaterial führt zu erhöhten Werten in der Pflanzenkohle.

Die Herstellung von Pflanzenkohle aus land- und forstwirtschaftlich erzeugter Biomasse entzieht der Atmosphäre CO₂ und kann so zur Begrenzung des Klimawandels beitragen. Pflanzenkohle ist als Mittel zur Kompensation der Kohlenstoffdioxid-Emissionen, in Anbetracht der globalen Erwärmung, anerkannt – als Negative Emission Technology (NET). Das Carbo-CAP-TEC-Verfahren ist eine CO₂-negative Technologie und generiert verifizierte und handelbare CO₂-Reduktions-Zertifikate (CORCs). Diese Reduktions-Zertifikate können von CO₂-emittierenden Industriezweigen erworben werden, um CO₂-neutral zu werden.



Abb. 2: Außenansicht der Carbo-FORCE CF-X250

Kontakt

Dr. Margit Paustian, Business Development Manager

Carbo-FORCE GmbH, Industriestr. 5, 24211 Preetz

✉ m.paustian@carbo-force.de | 🌐 www.carbo-force.de

Transatlantische Energiekooperation im Zeichen der industriellen Bioökonomie

Im Zuge des Kohleausstiegs ist Deutschland bei der Energieerzeugung, auch aufgrund eines engen Technologiefokus, zunehmend auf Erdgas als Grundlastkraftstoff angewiesen. Die derzeitige Regierung plant weiterhin, allerdings in enger bemessenen Grenzen, die installierte Stromkapazität dieses „Übergangskraftstoffs“ zu erhöhen.

Die Koalition strebt eine zusätzliche, wasserstofftaugliche Gaskapazität von 40-50 GW im deutschen Energiesystem an. Im Kontext der Entscheidung Deutschlands, aus der Kernenergie auszusteigen, sowie den Kohleausstieg auf 2030 vorzuziehen, führt es dazu, dass das Land sowohl bei der Wärmebereitstellung als auch bei der Stromerzeugung stärker auf ausländische Gaslieferungen angewiesen sein wird. Im gegenwärtigen geopolitischen Kontext und auch im Hinblick auf die notwendige Diversifizierung der Energieimporte, scheint hier Energiepolitik ganz klar auf Industriepolitik zu treffen. Diese Verzahnung von Industrie- und Energiepolitik ist Gegenstand der erneuten Annäherung der USA und Deutschlands. Zur Bewältigung der durch den Klimawandel ausgelösten gesamtgesellschaftlichen Krise, der geopolitischen Großwetterlage und der Sicherstellung des Erfolgs des Pariser Abkommens, rückt die transatlantische Energiepartnerschaft in den Vordergrund.

Die zur Erreichung des 2050er Zieles erstarkenden Klimaambitionen sollen durch ein Zusammenspiel politischer und wirtschaftlicher Maßnahmen erreicht werden und auch im Bereich der Klimatechnologien soll intensiv zusammengearbeitet werden, um den globalen Netto-Null-Übergang zu beschleunigen. Die Aktivierung starker transatlantischer Wertschöpfungspotenziale durch die Realisierung der Energie- und Industriewende ist in vollem Gange, sei es in der Form von Windparks vor der US-Atlantikküste, der Biokraftstoffproduktion in Iowa, der Solarzellenproduktion in Sachsen oder der biobasierten Industriedefossilisierung in Deutschland.

Im ersten Jahr der Biden-Harris-Regierung gab es weit mehr, was die EU und die USA bei der Bewältigung der Klimakrise einte, als was sie trennte. Im Jahr 2022 und darüber hinaus besteht die Aufgabe der beiden Partner darin, ihre jüngsten ehrgeizigen Klimaziele mit entsprechenden Maßnahmen zu verbinden. Insbesondere gerät die deutsche G7-Präsidentschaft in den Fokus. Hier bietet sich eine Gelegenheit, Maßnahmen zu verwirklichen, die auf jüngsten Entwicklungen wie dem gemeinsamen Abkommen zwischen den USA und der EU über Stahl und Aluminium aufbauen könnten.

Als Herausforderung, insbesondere im Kontext der derzeitigen Geopolitik, wird das Paradoxon wahrgenommen, dass in Europa und den USA zwar ein Kon-

sens darüber besteht, dass der Klimawandel bekämpft werden muss, aber die sozialen Folgen der erhöhten Energiepreise machen der gesamtgesellschaftlichen Motivation in der EU und den USA, mit starken Gefällen innerhalb der Teilstaaten, einen Strich durch die Rechnung. Das „Was“ wird mehrheitlich mit „Wende!“ beantwortet, aber über das „Wie“ streiten sich die gesellschaftlichen Akteure auf beiden Seiten des Atlantiks.

Das „Wie“ der transatlantischen Transformation

Um das „Wie“ in eine Gegenwart zu überführen die zukunftsfähig ist, müssen bestimmte Grundbedingungen erfüllt sein, die nur durch eine engere transatlantische Partnerschaft ermöglicht werden kann. Dazu gehört auch, sogenannte nichtfossile ‚strategische Energiewenderessourcen‘, wie Wasserstoff und grüner Kohlenstoff in der Form von Holzbiomasse, über transatlantische Energiepartnerschaften zugänglich zu machen, um die industrielle Bioökonomie zum treibenden Faktor der Industriewende werden zu lassen. Wir sind in Deutschland bis jetzt von einer Fehlannahme ausgegangen: Industriepellets, im Gegensatz zu sogenannten Hausbrandpellets, wurden nicht als global verfügbare, handelbare und wirtschaftliche Alternative zu bestehenden fossilen Festbrennstoffen begriffen, obwohl ein internationaler Markt von 50 Mio. Tonnen bereitsteht. Was wir derzeit in Deutschland sehen, ist ein Energiepreisschock, der einen Dekarbonisierungsdrive ausgelöst hat, hin zu bereits verfügbaren Alternativen. Der Einsatz von allen Formen der Bioenergie soll sich laut IEA bis zum Jahr 2050 mehr als verdoppeln, was auf die Endnutzung als Wärme, im Verkehr und zur Stromerzeugung zurückzuführen ist. Tatsächlich ist Holzbiomasse der einzige erneuerbare Biorohstoff auf dem Markt, der heute leicht verfügbar ist und fossile Brennstoffe für die Wärmeerzeugung und die energieintensive Industrie im großen Maßstab ersetzen kann. In den energieintensiven Industrien wie der Stahl-, Kalk-, Chemie-, und Zementindustrie bietet nachhaltig erzeugte holzbasierte Biomasse einen kohlenstoffneutralen Ersatz für kohle- und gasbeheizte Öfen (und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen). Im Zusammenspiel transatlantischer Technologiepartnerschaften und Ressourcenpartnerschaften, können die Grundlagen für eine langfristig funktionierende industrielle Bioökonomie geschaffen werden.

Die Ära der Kohlenstoffmärkte

Im vergangenen Jahr wurden auf den globalen Kohlenstoffmärkten Transaktionen im Wert von über 750 Milliarden Euro (850 Milliarden Dollar) getätigt. Fast der gesamte Betrag entfiel auf die so genannten Compliance-Märkte, auf denen die großen Emittenten von Treibhausgasen (Industriegewerbe und Energiebereitstellung) gesetzlich verpflichtet sind, Allowances oder Gutschriften zu kaufen. Der größte Teil des Volumens dieser Märkte entfällt auf Europa, insbesondere die EU (ETS 1 und in Teilen ETS 2). In Nordamerika, insbesondere in einigen Staaten der USA sowie in Kanada, betrug das Gesamtvolumen in 2021 fast 50 Milliarden Euro. Von diesen Kohlenstoffmärkten ausgehend, werden markt-

wirtschaftliche Kräfte freigesetzt, die die Dekarbonisierung der Wirtschaft, insbesondere in der EU, vorantreibt und für biobasierte Defossilisierungslösungen Anreize bereithält, die eine Skalierung von Industrielösungen ermöglicht.

Die Industrielle Bioökonomie in Deutschland

In einer kohlenstoffbegrenzten Welt, mit einer kohlenstoffintensiven Wirtschaft, die auf eine erhebliche Verringerung der CO₂-Emissionen abzielt, ist biogener Kohlenstoff eine knappe Ressource mit hohem wirtschaftlichem Wert. Daher ist es von größter Bedeutung, den Kohlenstoff in der Biomasse nach wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und Nachhaltigkeitskriterien optimal zu nutzen. Ein best-case-Szenario hierfür wäre die gleichzeitige Nutzung energetischer und biochemischer Eigenschaften der Biomasse, in der Form von Kraftwerken für die Bereitstellung grüner, grundlastfähiger Prozessenergie (& cracken) und Biomass-to-X-Anlagen, kurz (PBtX-Power & Bio to X). Zusätzlich dazu werden die Kohlenstoffströme zukünftig durch Wasserstoffströme komplettiert und damit wird die Nutzung des biogenen Kohlenstoffs durch die Integration mit der Wasserstoffelektrolyse optimal den Anforderungen der energieintensiven Industrien entsprechen können, nicht nur um aus 10 Kohlenstoff-adjazenten Grundchemikalien, 20.000 höherwertige chemische Produkte zu erzeugen, sondern den Anforderungen an die grüne Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie zu entsprechen. Skalierfähige, weltweit verfügbare, nachhaltige Biomasse, ermöglicht somit die Erzeugung größerer Mengen an chemischen Grundstoffen, Kraftstoffen, Wärme und Energie für die energieintensive Industrie.

Aufgrund seiner Biokohlenstoffstruktur, dem hohen Anteil an Lignin, Hemicellulose und Cellulose, bietet holzartige Biomasse einen exzellenten stofflichen Ersatz für fossilbasierte Chemikalien sowie für fossilen Prozessdampf. Als weitere potenzielle Restbiomasse-Quelle stehen derzeit auch noch andere lignozellulosehaltige Pflanzenreste wie Stroh hoch im Kurs. Allerdings zählt Holzbiomasse, anders als landwirtschaftliche Biomasse der ersten Generation (Tank vs. Teller Debatte), zu den fortschrittlichen Biomasserohstoffen. Holzpellets im Besonderen sind hier zu erwähnen, da sie variabel transportierbar, weltweit in großen Mengen verfügbar und leicht zu handhaben sind. Pellets sind insgesamt immer bereits das Produkt einer funktionierenden Holzkaskade in nachhaltig bewirtschafteten, nachwachsenden Wäldern.

Unabhängige forstwirtschaftliche Zertifizierungsstandards stellen sicher, dass die strengen Nachhaltigkeitsanforderungen der Branche erfüllt werden und der Biomasserohstoff RED II-kompatibel ist. Diese weltweit anerkannten Zertifizierungssysteme überprüfen, entlang der gesamten Lieferkette, die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien. Forstwirte auf beiden Seiten des Atlantiks müssen einen finanziellen Anreiz haben, damit sie Restholz-Stoffströme am unteren Ende der Holzkaskade zur Verfügung stellen. Diese Monetarisierung des minderwertigen Holzes kann die Wirtschaftlichkeit der forstwirtschaftlichen Betriebe verbessern und führt nachweislich zur Wiederaufforstung sowie zur Aktivierung

weiterer nachhaltiger Biomassepotenziale. Es ist allerdings auch klar herauszustellen, dass diese nachhaltigen Biomassepotenziale letztendlich begrenzt sind und durch geschlossene Kohlenstoffkreisläufe komplementiert werden müssen.

Der hohe CO₂-Preis sowie die niedrigere Preisvolatilität macht Biomasse bereits heute wettbewerbsfähig gegenüber Kohle, Öl und Gas und diese Tendenz wird sich langfristig noch verstärken. Darüber hinaus entlasten Förderprogramme auf EU-, Bundes- und Landesebene die Unternehmen in signifikantem Umfang, nicht zuletzt durch das Aufsetzen neuer Förderanreize wie Carbon Contracts for Difference oder Capex-Förderung für die Umrüstung von fossilbasierten Industriesystemen. Es ist darüber hinaus bereits abzusehen, dass es eine marktbaasierte Nachfrage für grüne Produkte geben wird, also grünes Plastik, grüne Kraftstoffe, grüne Kunststoffe, etc. und diese Produkte werden mit einem grünen Premium versehen, der dementsprechend einen Pull-Faktor darstellen könnte, um die Defossilisierung in der chemischen Industrie wirtschaftlich attraktiv zu gestalten und somit voranzutreiben.

Für nachhaltige Restholz-Biomasse in Pelletform gibt es einen umfangreichen weltweiten Markt, der sich Industrieschätzungen zu Folge auf bis zu 50 Millionen Tonnen summiert. Lokale oder regionale Holzbiomasse, ähnlich global gehandelte Industriepellets, Altholz oder anderer biogener Reststoffströme, fungieren als Komplementärrohstoffe. Sie müssen konkret zusammen gedacht werden und können sich in den nachhaltigen Stoffströmen ideal ergänzen. Der Blick auf die bestehenden Synergien wird durch zwei Faktoren geschärft: Dem Primat der begrenzten lokalen Biomasseressourcen und der Ergänzung lokaler Ressourcen durch einen weltweiten Biomassemarkt, der die langfristige Versorgungssicherheit neuer, innovativer, biobasierter Wertschöpfungsketten ermöglicht. Damit vermindert der globale Markt für Industriepellets auch das Investitionsrisiko der Marktteilnehmer. In die Zukunft geschaut, werden lokale Biomasse und nachhaltige Industriepellets, komplementär zueinander, als biogene Ersatzstoffe für fossile Energieträger an sogenannten Biomasse Hubs branchenübergreifend verfügbar sein. Dafür müssen branchenübergreifend die Grundlagen geschaffen werden.

Transatlantische Technologiepartnerschaften

In transatlantischen Technologiepartnerschaften können gemeinsame Maßstäbe, Kriterien und Marktentwicklungspotenziale etabliert werden, die ein Portfolio an unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten eröffnen. Bei der Gasifizierung fester lignozellulosehaltiger Biomassen, haben wir eine unglaubliche Bandbreite an verschiedenen grünen Produktions- und Produktpfaden. Gasifizierungstechnologien auf Basis erneuerbarer Rohstoffe werden heutzutage in Industriegröße angewendet und können in einigen höheren Produktkategorien preislich bereits mit fossil-basierten Grundstoffen mithalten. Der Prozessstrom der Biomassegasifizierung bildet ein hochmodales Synthesegas, welches z.B. zu Bio-Methanol, grünem Ammoniak, Harnstoffen, DME, Biogas, SAF, Bio-Benzin/

Flüssiggas, Bio-Diesel/Naphtha, grünem Wasserstoff, (Poly-) Milchsäuren, etc. umgewandelt werden kann. Viele der Gasifizierungsschritte sind entweder in vorgelagerten Wertschöpfungsketten der chemischen Industrie vorhanden oder können als Dekarbonisierungselemente in eine neue betriebsinterne Wertschöpfung integriert werden.

Hier würden auch die besonders interessanten nachgelagerten Technologieschritte, wie MTO (Methanol-to-Olefins) und FT (Fischer Tropsch) angesiedelt. MTO: um eine ganze Bandbreite an Produkten, wie Ethen, Propen und Polymere, auf Basis von Methanol herstellen zu können. FT: um aus dem Synthesegas langkettige Kohlenwasserstoffe zu bilden. Dadurch lassen sich u. a. schwefelarme Kraftstoffe für die Defossilisierung des Transportsektors herstellen, aber auch Grundstoffe für die chemische Industrie.

Als feststoffliche, nachhaltige Kohlealternative sind Industriepellets geradezu prädestiniert, um den Löwenanteil der erneuerbaren Prozesswärme im Hochtemperaturbereich abzudecken. Industrieholzpellets werden seit Jahren, von Nordengland bis zur Tokioer Metropolregion, für die Erzeugung von Hochtemperatur Dampf- und Prozessenergie eingesetzt. Traditionell werden sogenannte holzartige ‚Alternativbrennstoffe‘ in der Kalk-, Zucker- und Zementindustrie als Direktbrennstoff genutzt, zumeist für die Erzeugung von Prozessdampf und Wärme im Temperaturbereich über 1.200 Grad. Die Transformation der fossilen Industrie in eine industrielle Bioökonomie, muss jetzt beginnen und kann auf die Innovationsmaschine "Transatlantische Energiekooperation" bauen.

Kontakt

Hendrik Steinort, Senior Associate, Industry Solutions and PR

Enviva Inc.

☎ +49(0)152.23144723 | ✉ hendrik.steinort@envivabiomass.com

🌐 <https://www.envivabiomass.com/de/german/dekarbonisierungslosungen-in-der-industrie/>

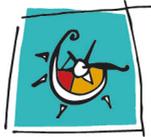
16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

UNSERE FÖRDERER

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN



SCHAUMANN
BioENERGY



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN

Abenteuer Energie



Kinderbuch „Die kleine Renn- maus und ihr Zauberhaus“

- mit Hörbuch-
und Lieder-CD
- 2014 ausgezeichnet mit dem
Kinder-Medienpreis „Der weiße Elefant“
- über den Buchhandel beziehbar
- ermöglicht ca. drei- bis achtjährigen Kindern einen
emotionalen Zugang zum Thema „erneuerbare Energie“



36 Seiten, DIN A4,
Hörbuch-CD 28 Minuten Spieldauer
ISBN-Nummer: 978-3-9816231-0-9
Preis: 12,99 €

*Komplette Überarbeitung 2017 (3. Auflage):
Gabriele Hoffmann, Diplom-Pädagogin
Sprecherin auf der CD: Viktoria Brams
Lieder und CD-Produktion: Karen Kassulat*



Interaktive Lesung

Buchen Sie eine **interaktive Lesung** mit Buch, Gesang, Handpuppe und kleinen Experimenten. Die Kinder überlegen gemeinsam, was „Energie“ eigentlich ist. Sie erleben den vielfältigen Einfluss, den Energie auf uns hat und was man mit erneuerbarem Strom machen kann. Auch Lieder und Bastelaktionen werden in die Veranstaltung integriert.



Kontakt:
**www.
leseratten
service.de**

Maria Breuer hat Theaterwissenschaften studiert, ist Autorin und Regisseurin. Sie entwickelt naturwissenschaftliche Theaterstücke für Kinder u. a. für staatliche Stellen und die Forschungsstation, Klaus-Tschira-Kompetenzzentrum für naturwissenschaftliche Bildung.





VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN

Klimaschutz
und Biomasse
durch
Agroforst-
wirtschaft



Vorteile

- Klimaschutz: CO₂-Bindung durch Gehölze und Humusaufbau
- Klimawandel-Anpassung durch Wind-, Verdunstungs- und Erosionsschutz
- Hoher Biomassezuwachs
- Ertragszuwachs durch Mischkultursystem
- Grundwasserschutz durch Nährstoffbindung tiefer Baumwurzeln
- Förderung der Biodiversität
- Aufbau der Bodenfruchtbarkeit (Humus)
- Ästhetische Aufwertung der Landschaft (Erholung und Tourismus)



Unterstützt von Teilnehmern der



In Kooperation mit der



www.vrd-stiftung.org

16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

UNSERE KOOPERATIONSPARTNER



Staatliches Amt
für Landwirtschaft und Umwelt



Innovations- und Bildungszentrum
Hohen Luckow e.V.



Der Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) ist der Dachverband der Bioenergie.

Er wurde in 1998 gegründet, um der Vielfalt der Bioenergie mit all ihren Erscheinungsformen und Technologiepfaden im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor eine wirksame Vertretung in Politik und Gesellschaft zu verleihen. Zu den Stärken des BBE zählen die Einbindung spezialisierter Branchenverbände und Unternehmen zu einem starken Netzwerk. Im BBE treffen sich die Experten und Entscheidungsträger, um politische und ökonomische Rahmenbedingungen zu analysieren und eine starke Position für die Branche zu vertreten. Der BBE gestaltet so einen ganzheitlichen Auftritt der Bioenergie und fördert den Austausch zwischen Bioenergie, Politik und Gesellschaft. Gestalten Sie daher im BBE die Zukunft des Bioenergiemarktes auf nationaler und europäischer Ebene mit und profitieren Sie von dem BBE-Experten-Netzwerk sowie den BBE-Verbandsdienstleistungen! Pragmatische Lösungen und nachhaltige Antworten erarbeiten und vermitteln die für Mitglieder offenstehenden Arbeitsgruppen und Ausschüsse des BBE, um der Politik, Wirtschaft und Wissenschaft verlässliche Handlungsempfehlungen für ein erneuerbares klimafreundliches und sicheres Energiesystem der Zukunft präsentieren zu können.

Durch seine etablierten Kongress- und Veranstaltungsformate bietet der BBE seinen Mitgliedern ein Forum, sich Kunden und Entscheidungsträgern zu präsentieren sowie attraktive Geschäftsmodelle und Innovationen näher zu bringen. Die Einbindung von Branchenverbänden und Marktakteuren in die Programmgestaltung gewährleistet dabei Praxisnähe sowie eine hohe fachliche Relevanz. Dadurch wird es den Teilnehmern ermöglicht, sich sicher im rechtlichen und wirtschaftlichen Umfeld der Bioenergie bewegen zu können.

Die Projekte des BBE ermöglichen eine direkte Beteiligung von Mitgliedern an konkreten Vorhaben auf deutscher und europäischer Ebene, um Geschäftsmodelle weiterzuentwickeln und das eigene Netzwerk kontinuierlich auszubauen. Regelmäßige Mitglieder-Newsletter garantieren aktuelle Informationen zur Bioenergie aus den Bereichen Wirtschaft, Politik und Wissenschaft.

Werden Sie Mitglied im BBE!

Tragen daher auch Sie zu einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des Bioenergiemarktes in Deutschland bei und unterstützen Sie mit Ihrer Mitgliedschaft und Mitarbeit den BBE. Denn nur zusammen erreichen wir unser gemeinsames Ziel: Mehr Marktanteile für die Bioenergie und den Auf- und Ausbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Werden Sie Mitglied im BBE. Wir bieten unseren Mitgliedern folgende Vorteile:

- Politische Interessensvertretung und offensive Gestaltung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene (der BBE ist deutsches Mitglied im Europäischen Biomasseverband (AEBIOM)),
- aktive Mitgestaltungsmöglichkeit unserer Verbandsarbeit in unseren Fachausschüssen zur festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergie,
- regelmäßige topaktuelle Marktnews per BBE-Mitglieder-E-Mail,
- Öffentlichkeitsarbeit und Vertretung unserer Mitgliederinteressen auf Messen, Kongressen sowie Fachtagungen, mit Vorträgen und Publikationen,
- vergünstigte Teilnahmebedingungen zu den BBE-Veranstaltungen (z.B. Parlamentarische Abende und Parlamentarische Frühstücke, Kongresse, Fachtagungen etc.),
- Präsentationsmöglichkeiten über Vorträge und Infostände auf den BBE-Veranstaltungen.

Weitere Informationen, die Vereinssatzung und Beitrittsunterlagen erhalten Sie unter www.bioenergie.de



**DG
AW**

**RESSOURCEN
NEU
DENKEN.**



**Deutsche Gesellschaft für
Abfallwirtschaft e.V.**



Plattform für Produktverantwortung und Ressourcenschonung

DGAW – Ihr Kompetenz-Netzwerk

- Experten der Kreislauf- und Ressourcenwirtschaft
- Arbeitskreise zu aktuellen Schwerpunktthemen
- Austausch zwischen den Akteuren
- Positionspapiere, Stellungnahmen, Pressemitteilungen
- Partner der Weltleitmesse IFAT
- Fachveranstaltungen und Expertengespräche
- Wissenschaftskongress „Abfall- und Ressourcenwirtschaft“
- Kooperation mit allen wichtigen Verbänden und Initiativen

www.dgaw.de

Über uns

In der Branche gilt die **DGAW** seit langem als unabhängiger Ansprechpartner für Industrie und Politik. Unsere Stärke liegt in der sachlichen konsensualen Meinungsbildung. Wir streiten nicht für Einzelinteressen, sondern wirken verantwortungsbewusst für die Zukunft unserer Branche.

Die **DGAW** bietet Ihnen eine Plattform für eine interdisziplinäre Zusammenarbeit mit offenem Erfahrungsaustausch an.

Unsere über 450 Mitglieder sind Entscheidungsträger aus allen Bereichen der Abfall- und Ressourcenwirtschaft, aus Industrie und Gewerbe, Anlagen- und Maschinenbau, Ingenieurwesen, Wissenschaft, öffentlicher Verwaltung, Politik und Anwaltschaft.

Wir bieten branchenverbandsunabhängige, sachorientierte Informationen, Diskussionen und Stellungnahmen, die oft weit über die Beschäftigung mit reinen Abfall- und Recyclingfragen hinausgehen.

Unsere Mission ...

Wir verstehen uns als größte Experten-NGO der Kreislaufwirtschaft.

Wir schaffen Verbindungen und sind unabhängiger und kompetenter Partner für Produzenten, Entsorger, Politik, Wissenschaft und Gesellschaft.

Wir sind Vordenker und Impulsgeber für die zukünftige Circular Economy.

Wir werden als „Stimme der Vernunft“ wahrgenommen.

Markt, Produktverantwortung, aktuelle Gesetzgebung und Recycling sind unsere zentralen Themen.

Wir sehen die Produkte von heute als Ressourcen für morgen.

Wir regen zum Meinungsaustausch unterschiedlicher Sachthemen an, um eigene Positionen zu reflektieren.

Wir unterstützen den nationalen und internationalen Wissenstransfer.

T 030.84 59 14 77
info@dgaw.de

Nieritzweg 23
14165 Berlin

ENVERO GmbH

Das Unternehmen ist eine Ausgründung der Universität Rostock und hat im Sommer 2008 die Arbeit aufgenommen. Die ENVERO GmbH, mit Sitz in Rostock, agiert als unabhängiges und international tätiges Ingenieurbüro an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Wirtschaft. Das Beraterteam der ENVERO GmbH weist langjährige Erfahrungen im internationalen Wissens- und Technologietransfer aus. Hauptakteure und Gesellschafter der ENVERO GmbH sind Prof. Dr. Michael Nelles, Dr. Gert Morscheck und PD Dr. Abdallah Nassour vom Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft (ASW) der Universität Rostock.

Den Schwerpunkt der ENVERO GmbH im internationalen Wissens- und Technologietransfer bilden zahlreiche umwelt- und energietechnische Projekte mit deutschen und internationalen Partnern, bei denen das Ziel verfolgt wird, funktionierende Strukturen in den jeweiligen Ländern (Arabischer Raum und China) zu etablieren und in enger Kooperation mit dem Lehrstuhl ASW der Universität Rostock wissenschaftlich zu begleiten.

Das Leistungsspektrum der ENVERO GmbH umfasst:

- Beratung für Unternehmen bei der Markterschließung und -einführung
- Unterstützung bei Projektanbahnungen und -implementierungen
- Planung und Optimierung von abfall- und energietechnischen Anlagen
- Wissenschaftliche Begleitung von Projekten (Forschung, Entwicklung und Gutachtertätigkeit)
- Entwicklung angepasster Lösungen (Produkte und Verfahren) an die lokalen Gegebenheiten
- Aufbau und Pflege von internationalen Netzwerken
- Unterstützung bei der Konzeption und Einführung von Gesetzen und Verordnungen
- Beratung bei der Finanzierung von Umweltvorhaben
- Organisation und Durchführung von Aus- und Weiterbildungsprogrammen

ENVERO GmbH
Zur Mooskuhle 3
18059 Rostock
Germany

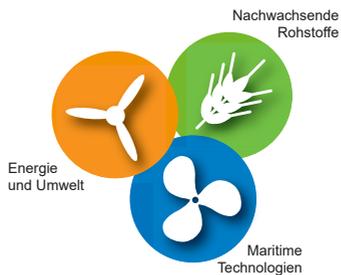
Fon +493814033895
Fax +493814033797
www.envero.eu
info@envero.eu

Deutsche Bank Rostock
BLZ 13070024
KTO 114243900
StNr. 079 10806097
Amtsgericht Rostock
HRB 10913

BIC (SWIFT)
DEUTDEBROS
IBAN DE93
1307 0024 0114243900

INNOVATIONS- UND BILDUNGSZENTRUM Hohen Luckow e.V.

Kompetenzzentrum Energie - Umwelt - Wirtschaft



Unsere Leistungen

- Forschung, Beratung und Dienstleistungen auf den Gebieten Energie, Umwelt und Wirtschaft
- Versuchslabore: Nachhaltige Rohstoffe und Energie
- Informations- und Weiterbildungsangebote
- Partnerschaft mit IBZ-Mitgliedsfirmen auf den genannten Kompetenzfeldern



Innovations- und Bildungszentrum
Hohen Luckow e.V.



www.ibz-hl.de

Kurzvorstellung IBZ Hohen Luckow e.V.

Das Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V. wurde 1992 gegründet. Das Ziel ist die Förderung von Wissenschaft, Innovation und Information auf dem **Gebiet Energie – Umwelt**. Die Arbeit konzentriert sich auf die Hauptgeschäftsfelder: Maritime Technologien, Wachsende Rohstoffe/ regenerative Energien und Nachhaltige Entwicklung. Das IBZ Hohen Luckow e.V. bündelt die Kompetenzen und Erfahrungen seiner Mitgliedsfirmen auf diesem Gebiet. Diese werden durch die Partner oder das IBZ Hohen Luckow e.V. in Forschungs- und Dienstleistungen, Produkten und Weiterbildungen angeboten. Folgende fachlichen Schwerpunkte des IBZ Hohen Luckow in Kooperation mit seinen Mitgliedsfirmen und Kooperationspartnern sind beispielhaft zu nennen:

- Technische Diagnostik und effektiver Betrieb von Energieanlagen (z.B. für Schiffsantriebe, Windenergie- und Biogasanlagenanlagen)
- Optimale Prozessführung und umweltgerechter Betrieb von technischen Anlagen
- Nutzung erneuerbarer Energien für regionale Inseln
- Energetische und stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe
- Weiterbildung auf dem Gebiet Energie und Umwelt

Kontakt:

Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V.
Bützower Str. 1a
18239 Hohen Luckow

Tel.: +(49) 38295 74 101

Fax: +(49) 38295 74 143

www.ibz-hl.de
ibz@ibz-hl.de

Das **Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V.** unterstützt die Umsetzung biobasierter Produkte und innovativer Prozessketten im Sinne der Ressourceneffizienz, des Umwelt- und Klimaschutzes und einer nachhaltigen Landwirtschaft.

Wir setzen und ein für

Nachhaltigkeit

- Wertschöpfungskette vom Rohstoff zum Produkt
- neue Rohstoffpflanzen / Palludikulturen
- Ressourceneffizienz

Klimaschutz

- Bau- und Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen / stoffliche Holznutzung
- dezentrale Energieversorgung / effiziente Wärme- und Stromnutzung
- Bioenergiesysteme

Innovation

- neue Materialien / Verbundwerkstoffe / Bionik
- Innovative Verfahren / Bioraffination / Kaskadennutzung
- Biopolymere / 3D Druck

Kommunikation

- Information / Beratung / Wissenstransfer
- Messen, Veranstaltungen, Aktionen/Exkursionen
- Landesmarketingfonds Holz

Weiter Informationen, Projekte und Referenzen finden Sie unter www.3-n.info.

Gründer des 3N e. V. sind das Land Niedersachsen, die Landwirtschaftskammer Niedersachsen, die HAWK Hochschule Hildesheim/Holzminde/Göttingen, die Niedersächsischen Landesforsten, der Landkreis Emsland sowie die Stadt und Samtgemeinde Werlte. Darüber hinaus gehören dem 3N e. V. aktuell 33 niedersächsische Unternehmen, Kommunen und Initiativen an.

3N-Kompetenzzentrum

Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V.

Geschäftsstelle, Kompaniestr. 1, 49757 Werlte

☎ +49 (0)5951.9893-0 | 📠 +49 (0)5951.9893-11

✉ info@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

Büro Göttingen, Rudolf-Diesel-Str. 12, 37075 Göttingen

☎ +49 (0)551.30738-17 | 📠 +49 (0)551.3 0738-21

✉ goettingen@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

Büro im Landkreis Heidekreis

Walsroder Straße 9

29683 Bad Fallingbommel

☎ +49 (0)5162.8850-474 | 📠 +49 (0)5162.9856 297

✉ heidekreis@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

BERATUNG UND ANALYTIK RUND UMS BIOGAS



**WER WEITER DENKT,
WIRD WEITER KOMMEN.**

UNTERNEHMENSBERATUNG

Die LMS Agrarberatung begleitet Sie von der Analyse über die Planung und Durchführung bis zur Kontrolle Ihrer Biogasproduktion.

Die Betriebszweigauswertung (BZA) Biogas informiert über den Einzelbetrieb und bietet diverse Vergleiche zwischen den Unternehmen – damit Sie wissen, wo Sie stehen und wo Sie hin müssen. Neben Kostenoptimierung und Potenzialausnutzung können so auch Aussagen zu Rentabilität und Risikoeinschätzung getroffen werden.



**WIR SAGEN WAS DRIN
IST, DAMIT SIE WISSEN,
WO SIE DRAN SIND.**

ANALYTIK

Die LUFA Rostock unterstützt Sie, damit Sie eine effiziente, stabile Biogasproduktion erreichen. Die Untersuchungen reichen von der Ernte und Silierung über Input und Fermenter bis hin zu Gärrest und Boden. Bestellen Sie Ihr maßgeschneidertes Analysepaket, beispielsweise für die Prozesskontrolle, bei der LUFA.



ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBUNDES

Der Energieverbund Landwirtschaft MV wurde am 06.12.2012, mit 11 Gründungsmitgliedsbetrieben und einer Leistungsgröße von 5,3 MW, als Erzeugergemeinschaft von Biogasanlagenbetreibern und Landwirten in Rostock gegründet. In der Zeit von 2012 - 2019 ist die Zahl auf nunmehr 50 Mitgliedsbetrieben mit 26,38 MW im Verbund angewachsen, eine stattliche Leistung an Biogasanlagen aus MV!



ZIELE DES ENERGIEVERBUNDES

- gewonnene Energie gemeinsam vermarkten
- Einkauf/ Bündelung von elektrischer/ thermischer Energie
- Verbesserung der Energieerzeugung (Wirkungsgrad)
- Erschließung weiterer Energiemärkte
- Vermittlung Bezug Betriebsmittel und Technik
- Beratung in allen Erzeugungs- und Vermarktungsfragen
- Netzworkebildung (persönlicher Austausch, „gemeinsam sind wir stark“)
- Förderung des Erfahrungsaustausches (z. B. Durchführung Energiestammtische)

Kontakt:

Antje Zibell, Mobil: 0162 1388015 · E-Mail: azibell@lms-beratung.de
LMS Agrarberatung GmbH · Graf-Lippe-Str. 1 · 18059 Rostock
Telefon: +49 381 877133-0 · Fax: +49 381 877133-70 · E-Mail: gf@lms-beratung.de

Ideen säen, Erfolg ernten!

Ideen säen...

Der Deutsche Bauernverband e.V. (DBV) und der Bundesverband Deutscher Pflanzenzüchter e.V. (BDP) haben im Jahr 1990 die Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V., kurz UFOP, gegründet. In einer bis heute einmaligen Verbandsstruktur vertritt die UFOP die politischen Interessen der an der Produktion, Verarbeitung und Vermarktung heimischer Öl- und Proteinpflanzen beteiligten Unternehmen, Verbände und Institutionen in nationalen und internationalen Gremien. Alle Beteiligten haben die Chance dieser neuen Form der vertrauensvollen Zusammenarbeit in einer interprofessionellen Organisation erkannt. Seit ihrer Gründung hat die UFOP zahlreiche Ideen zur Optimierung der landwirtschaftlichen Produktion sowie zur Entwicklung neuer Verwertungsmöglichkeiten in den Bereichen Nahrungsmittel, Energie/Industrie sowie Futtermittel entwickelt und überaus erfolgreich realisiert.

Erfolg ernten!

Wie kaum eine andere landwirtschaftliche Organisation hat es die UFOP geschafft, Züchtung, Anbau, Markt und auch Agrarpolitik zu einem gemeinsamen von der gesamten Agrarwirtschaft getragenen Konzept zusammenzuführen.

Die Ergebnisse der UFOP-Aktivitäten sind beachtlich. So ist es gelungen, Biodiesel zum Vorzeigeprodukt unter den nachwachsenden Rohstoffen zu entwickeln. Das Wissen um die hohe ernährungsphysiologische Qualität von Rapsspeiseöl konnte umfassend etabliert werden. Futtermittel auf Basis heimischer Öl- und Proteinpflanzen haben in der UFOP einen anerkannten Protagonisten gefunden und leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgung mit heimischem Eiweiß. Die landwirtschaftliche Praxis profitiert von zahlreichen praxisrelevanten Informationen und Sortenprüfungsergebnissen.

Aufgaben ...

Die Arbeit der UFOP gliedert sich in vier wesentliche Aufgabengebiete:

- ✓ Politische Interessenvertretung in nationalen und internationalen Gremien
- ✓ Optimierung der landwirtschaftlichen Produktion durch Forschungsförderung und Unterstützung des Sortenprüfwesens
- ✓ Förderung von Projekten zur Entwicklung von Verwertungsmöglichkeiten in den Bereichen Tierernährung, Humanernährung sowie zur stofflichen und energetischen Nutzung
- ✓ Öffentlichkeitsarbeit zur Förderung des Absatzes sämtlicher Endprodukte heimischer Öl- und Proteinpflanzen

Strukturen ...



Finanzierung ...

Die Aktivitäten der UFOP werden überwiegend durch Leistungen der Erzeuger und Züchter von Raps, Sonnenblumen und Proteinpflanzen sowie durch Mitgliedsbeiträge finanziert. Dieses Finanzierungskonzept sichert der UFOP Selbstständigkeit und Unabhängigkeit. Durch die solidarisch getragene Finanzierung wird es der UFOP auch in Zukunft möglich sein, Ideen zu säen, um weitere Erfolge zu ernten.



UFOP Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V.
Claire-Waldoff-Straße 7, 10117 Berlin
Tel. (030) 235 97 99-0 Fax. (030) 235 97 99-99 E-Mail: info@ufop.de

www.ufop.de

16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

DIE VERANSTALTER

Wer sind wir

Kurzbeschreibung

Der sorgfältige Umgang mit unseren natürlichen Ressourcen und deren Schonung gewinnt immer stärker an Bedeutung. Vor dem Hintergrund steigender Energiekosten und hoher Abfallmengen beschäftigt sich die Forschergruppe des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft (ASW) vorrangig mit Fragen zur Optimierung der stofflichen und energetischen Verwertung von Bio- und Sekundärrohstoffen. Mit der Realisierung von energieeffizienten Stoffkreisläufen über die gesamte Wertschöpfungskette wird ein wesentlicher Beitrag zur Ressourcenschonung – und somit zum Umweltschutz – geleistet.

Team

Für die laufenden Arbeiten steht ein interdisziplinäres Team, bestehend aus Ingenieuren, Agrar- und Wirtschaftswissenschaftlern, Technikern, Doktoranden sowie studentischen Mitarbeitern, mit durchschnittlich 40 Personen zur Verfügung.



Wie arbeiten wir

Veranstaltungen

Der Wissenstransfer und die effiziente Übertragung von Forschungsergebnissen in die Praxis durch regelmäßige regionale und internationale Fachveranstaltungen sowie Weiterbildungsangebote zählen zu den Ecksteinen unserer Arbeit. Zu den eigenen nationalen und internationalen Veranstaltungen gehören u.a.:

- Dialog Abfallwirtschaft M-V
- Rostocker Bioenergieforum
- Internationale Umweltkonferenz in Hefei (China)
- Aus- und Weiterbildungsangebote für Fach- und Führungskräfte auf internationaler Ebene, z.B. arabischer und asiatischer Raum und Südamerika

Ausstattung

Mit dem Technikum für Abfallwirtschaft und Bioenergie in Rostock stehen dem Lehrstuhl 600 m² Hallen- und Laborflächen sowie eine umfangreiche geräte- und labortechnische Ausstattung zur Verfügung.

Das Hauptarbeitsfeld im Bereich Forschung und Entwicklung bilden derzeit über 150 diskontinuierliche und kontinuierliche Biogasreaktoren. Darüber hinaus werden weitere Pilot- und Praxisanlagen für Projektpartner an den jeweiligen Standorten im In- und Ausland betrieben und wissenschaftlich begleitet.

Was machen wir

Forschung

Die Schwerpunkte in der angewandten Forschung & Entwicklung bilden praxisorientierte Projekte in den Bereichen:

- Abfallwirtschaft/Abfalltechnik
- Stoffliche und energetische Verwertung von Biomasse
- Internationaler Wissens- und Technologietransfer

Forschungsschwerpunkte

- Erzeugung und Verwertung von Biogas
- Aufbereitung und energetische Verwertung von Sekundärrohstoffen
- Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA)
- Deponietechnik und -betrieb
- Aufbereitung und Verwertung fester Bioenergieträger
- Einsatz, Verwertung und Entsorgung von Biopolymeren
- Umwelttechnologietransfer, Schwerpunkt Schwellen- und Entwicklungsländer

Unser Angebot

Leistungen

- Lehrveranstaltungen in den Bereichen Abfallwirtschaft/ Abfalltechnik und Bioenergie
- Konzeption, Durchführung und wissenschaftliche Begleitung praxisorientierter Pilotprojekte
- Erstellung von Studien und Gutachten zu technischen, wirtschaftlichen und juristischen Fragen der abfallwirtschaftlichen Praxis
- Organisation und Durchführung von Workshops, Seminaren und Tagungen zu aktuellen Themen in den Bereichen Abfallwirtschaft und Bioenergie
- Umweltschutzprojekte und -aktivitäten auf internationaler Ebene

Universität Rostock

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur für Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Justus-von-Liebig-Weg 6

D 18059 Rostock

Fon + 49 (0)381 498-3401 Fax + 49 (0)381 498-3402

www.auf-aw.uni-rostock.de

Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) wurde 2008 durch das ehemalige Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) mit dem Ziel gegründet, eine zentrale Forschungseinrichtung für alle relevanten Forschungsfelder der Bioenergie einzurichten und die Ergebnisse der sehr vielschichtigen deutschen Forschungslandschaft in diesem Sektor zu vernetzen.

Die Mission des DBFZ ist es, im Rahmen angewandter Spitzenforschung sowohl technische Lösungen wie vielfältige Konzepte zur wirtschaftlich tragfähigen, ökologisch unbedenklichen und sozial verträglichen energetischen Nutzung von Biomasse zu entwickeln. Darüber hinaus werden die potenziellen Konfliktfelder zwischen den verschiedenen Zielen, die mit dem Ausbau der Bioenergie verfolgt werden, von den wissenschaftlichen Mitarbeitenden des DBFZ umfassend analysiert und Gestaltungsansätze vorausschauend entwickelt. Mit der Arbeit des Deutschen Biomasseforschungszentrums soll das Wissen über die Möglichkeiten und Grenzen einer energetischen und integrierten stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe in einer biobasierten Wirtschaft insgesamt erweitert und die herausragende Stellung des Industriestandortes Deutschland in diesem Sektor dauerhaft abgesichert werden.

Wichtige Forschungsthemen der energetischen Biomassenutzung sowie der integrierten stofflichen Nutzung werden am DBFZ in fünf Forschungsschwerpunkten bearbeitet. Sie sorgen dafür, dass wesentliche Fragen und Aspekte der Bioenergie in der für die exzellente Forschung notwendigen Tiefe abgebildet werden können. Die Schwerpunkte orientieren sich an den zukünftigen Entwicklungen sowie den forschungspolitischen Herausforderungen und Rahmenbedingungen der Bundesregierung wie der nationalen Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030, der nationalen Politikstrategie Bioökonomie, der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung oder der Roadmap Bioraffinerien. Wichtige Eckpunkte für die wissenschaftliche Ausrichtung der Forschungsschwerpunkte sind außerdem die förderpolitischen Rahmenbedingungen, die Alleinstellungsmerkmale in der Forschungslandschaft sowie die gute infrastrukturelle Ausstattung des DBFZ.

Die Forschungsschwerpunkte des DBFZ

- Systembeitrag von Biomasse
Ansprechpartnerin: Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän
- Anaerobe Verfahren
Ansprechpartner: Dr. agr. Peter Kornatz
- Biobasierte Produkte und Kraftstoffe
Ansprechpartnerin: Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer
- Intelligente Biomasseheiztechnologien (SmartBiomassHeat)
Ansprechpartner: Dr.-Ing. Volker Lenz
- Katalytische Emissionsminderung
Ansprechpartner: Prof. Dr. rer.nat. Ingo Hartmann



Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116 | 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341 2434-112 | 📠 +49 (0)341 2434-133

✉ info@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern

Die Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern (LFA) ist eine Einrichtung der anwendungsorientierten Agrarforschung. Als kompetenter Dialog- und Ansprechpartner für Fragen aus Landwirtschaft, Gartenbau und Fischerei leisten wir unseren Beitrag zur wirtschaftlichen, wettbewerbsfähigen und umweltverträglichen Gestaltung des Agrarstandortes Mecklenburg-Vorpommern.

Zur Lösung der Aufgaben sind wir eng vernetzt mit Politik, Praxis und Beratung. Wir arbeiten an traditionsreichen Forschungsstandorten in vier Instituten:

- Institut für Pflanzenproduktion und Betriebswirtschaft (Gülzow)
- Institut für Tierproduktion (Dummerstorf)
- Institut für Fischerei (Rostock, Born, Hohen Wangelin)
- Gartenbaukompetenzzentrum (Gülzow)

Die LFA ist eine nachgeordnete Einrichtung des Ministeriums für Landwirtschaft und Umwelt MV. Wir forschen praxisnah. Das bedeutet vor allem, herkömmliche und neue innovative Produktionsverfahren hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit zu bewerten, kostengünstige und umweltschonende Bewirtschaftungssysteme zu erarbeiten, unterschiedliche Bewirtschaftungsformen zu demonstrieren und gegebenenfalls den jeweiligen landesspezifischen Bedingungen anzupassen. Die Stärkung des ländlichen Raumes durch eine standort- und umweltgerechte Produktion ist dabei Hauptkriterium.

Die Herausforderungen und Rahmenbedingungen der Landwirtschaft und Fischerei unterliegen einem ständigen Wandel. Sowohl die landwirtschaftliche Praxis als auch die Gesellschaft erwarten Antworten auf die entsprechenden Zukunftsfragen. Der praxisorientierten Forschung kommt hierbei eine Schlüsselrolle zu. Aktuell relevante Themen werden an der LFA gemeinsam mit nationalen und internationalen Partnern und Betrieben des Landes im Rahmen von haushalts- und drittmittelfinanzierten Projekten bearbeitet. Zur Effizienzsteigerung erfolgt zwischen den Bundesländern eine länderübergreifende Zusammenarbeit in Form von Mehrländerprojekten sowie arbeitsteiliger Kooperationen.

Folgende Schwerpunkte werden an der LFA bearbeitet:

- Acker- und Pflanzenbau
- Nachwachsende Rohstoffe und Klimaschutz
- Ökologischer Landbau
- Sortenwesen
- Grünlandbewirtschaftung
- Milch- und Fleischproduktion
- Aquakultur
- Fischereimanagement der Binnen- und Küstengewässer
- Freilandgemüsebau
- Obst- und Sonderkulturen
- Agrarökonomie

Kontakt

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei
Mecklenburg-Vorpommern (LFA)
Dorfplatz 1/OT Gülzow – 18276 Gülzow-Prüzen
☎ +49 (0)3843.789-0 | ✉ poststelle@lfa.mvnet.de

In dieser Reihe bisher erschienen

Band I

10. DIALOG Abfallwirtschaft MV

– Von der Abfallwirtschaft zur Energiewirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Juni 2007, ISBN 987-3-86009-004-6

Band II

Ellen-Rose Trübger

Entwicklung eines Ansatzes zur Berücksichtigung der ungesättigten Zone bei der Grundwassersimulation von Feuchtgebieten.

Dissertation, erschienen im August 2007, ISBN 978-3-86009-006-0

Band III

René Dechow

Untersuchungen verschiedener Ansätze der Wasserhaushalts- und Stofftransportmodellierung hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit in Stickstoffhaushaltsmodellen.

Dissertation, erschienen im September 2007, ISBN 978-3-86009-016-9

Band IV

Carolin Wloczyk

Entwicklung und Validierung einer Methodik zur Ermittlung der realen Evapotranspiration anhand von Fernerkundungsdaten in Mecklenburg-Vorpommern.

Dissertation, erschienen im September 2007, ISBN 978-3-86009-009-1

Band 5

1. Rostocker Bioenergieforum.

Bioenergieland Mecklenburg-Vorpommern.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2007, ISBN 978-3-86009-013-8

Band 6

Kulturtechniktagung 2007.

Ostseeverseuchung und Flächenentwässerung.

Tagungsband, erschienen im Januar 2008, ISBN 978-3-86009-018-3

Band 7

Enrico Frahm

Bestimmung der realen Evapotranspiration für Weide (*Salix* spp.) und Schilf (*Phragmites australis*) in einem nordostdeutschen Flusstalmoor.

Dissertation, erschienen im Mai 2008, ISBN 978-3-86009-023-7

Band 8

Jenny Haide

Methode zur Quantifizierung der Einflüsse auf Vorgangsdauern lohnintensiver Arbeiten am Beispiel von Pflasterarbeiten.

Dissertation, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-024-4

Band 9

11. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Chancen und Risiken für die deutsche Abfallwirtschaft im Ausland.

Tagungsband, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-029-9

Band 10

Stefan Cantré

Ein Beitrag zur Bemessung geotextiler Schläuche für die Entwässerung von Baggergut.

Dissertation, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-032-9

Band 11

Birgit Wüstenberg

Praxis der Standortwahl von Sportboothäfen im Küstenbereich Mecklenburg-Vorpommerns und Entwicklung einer Bewertungsmethode als Planungshilfe.

Dissertation, erschienen im Juli 2008, ISBN 978-3-86009-033-6

Band 12

André Clauß

Erhöhung der Trinkwasserversorgungssicherheit in Havarie- und Krisensituationen durch neue Handlungsalgorithmen sowie Einbeziehung bisher ungenutzter Ressourcen am Beispiel von Bergbaugrubenwasser.

Dissertation, erschienen im September 2008, ISBN 978-3-86009-037-4

Band 13

Peter Degener

Sickerwasserkreislauf zur Behandlung von Sickerwässern der aerobiologischen Restabfallbehandlung (Restabfallrotte).

Dissertation, erschienen im Oktober 2008, ISBN 978-3-86009-043-5

Band 14

2. Rostocker Bioenergieforum

Innovationen für Klimaschutz und wirtschaftliche Entwicklung.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2008, ISBN 978-3-86009-044-2

Band 15

7. Rostocker Abwassertagung

Fortschritte auf dem Gebiet der Abwasserentsorgung.

Tagungsband, erschienen im November 2008, ISBN 978-3-86009-045-9

Band 16

Christian Noß

Strömungsstrukturen kleiner naturnaher Fließgewässer unter Berücksichtigung von Turbulenztheorie und Dispersionsmodellen.

Dissertation, erschienen im Januar 2009, ISBN 978-3-86009-054-1

Band 17

Ralf Schröder

Entwicklung von Möglichkeiten zur Messung der N₂-Übersättigung sowie Methoden zur Reduzierung der Schwimmschlamm-Bildung.

Dissertation, erschienen im Februar 2009, ISBN 978-3-86009-055-8

Band 18

Elmar Wisotzki

Bodenverfestigungen mit Kalk-Hüttensand-Gemischen.

Dissertation, erschienen im April 2009, ISBN 978-3-86009-059-6

Band 19

Ramez Mashkook

Untersuchungen zur Adsorption und biologischen Aktivität an Aktivkohlefilter unter den Bedingungen der Wasseraufbereitung im Wasserwerk Rostock.

Dissertation, erschienen im April 2009, ISBN 978-3-86009-060-2

Band 20

Torsten Birkholz

Handlungserfordernisse und Optimierungsansätze für kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen im Zusammenhang mit demografischen Veränderungen im ländlichen Raum aufgezeigt an einem Beispiel in Mecklenburg-Vorpommern.

Dissertation, erschienen im Mai 2009, ISBN 978-3-86009-061-9

Band 21

12. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfallwirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Juni 2009, ISBN 978-3-86009-062-6

Band 22

Thomas Fritz

Entwicklung, Implementierung und Validierung eines praxisnahen Verfahrens zur Bestimmung von Biogas- bzw. Methanerträgen.

Dissertation, erschienen im Oktober 2009, ISBN 978-3-86009-065-7

Band 23

3. Rostocker Bioenergieforum

Bioenergie – Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2009, ISBN 978-3-86009-065-8

Band 24

Muhammad Mariam

Analyse von Gefahrenpotenzialen für die Trinkwasserversorgung der Stadt Rostock unter besonderer Berücksichtigung von Schadstoffausbreitungsvorgängen in der Warnow.

Dissertation, erschienen im Februar 2010, ISBN 978-3-86009-078-7

Band 25

Manja Steinke

Untersuchungen zur Behandlung von Abwässern der Fischverarbeitungsindustrie.

Dissertation, erschienen im Juni 2010, ISBN 978-3-86009-085-5

Band 26

13. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Die Kreislauf- und Abfallwirtschaft im Wandel. Wohin gehen die rechtlichen und technischen Entwicklungen?

Tagungsband, erschienen im Juni 2010, ISBN 978-3-86009-087-9

Band 27

4. Rostocker Bioenergieforum

Zukunftstechnologien für Bioenergie

Tagungsband, erschienen im Oktober 2010, ISBN 978-3-940364-12-8

Band 28

Dirk Banemann

Einfluss der Silierung und des Verfahrensablaufs der Biomassebereitstellung auf den Methanertrag unter Berücksichtigung eines Milchsäurebakteriensilierungsmittel

Dissertation, erschienen im Januar 2011, ISBN 978-3-86009-087-9

Band 29

14. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Abfall als Wertstoff- und Energiereserve

Tagungsband, erschienen im Juni 2011, ISBN 978-3-940364-18-0

Band 30

5. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im November 2011, ISBN 978-3-940364-20-3

Band 31

15. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im Juni 2012, ISBN 978-3-940364-26-5

Band 32

6. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2012, ISBN 978-3-940364-27-2

Band 33

Ishan Machlouf

Untersuchungen zur Nitratelimination bei der Trinkwasseraufbereitung unter Berücksichtigung syrischer Verhältnisse

Dissertation, erschienen im März 2013, ISBN 978-3-86009-204-0

Band 34

Ralph Sutter

Analyse und Bewertung der Einflussgrößen auf die Optimierung der

Rohbiogasproduktion hinsichtlich der Konstanz von Biogasqualität und -menge

Dissertation, erschienen im März 2013, ISBN 978-3-86009-202-6

Band 35

Wolfgang Pfaff-Simoneit

Entwicklung eines sektoralen Ansatzes zum Aufbau von nachhaltigen Abfallwirtschaftssystemen in Entwicklungsländern vor dem Hintergrund von Klimawandel und Ressourcenverknappung

Dissertation, erschienen im Mai 2013, ISBN 978-3-86009-203-3

Band 36

7. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2013, ISBN 978-3-86009-207-1

Band 37

Markus Helftewes

Modellierung und Simulation der Gewerbeabfallaufbereitung vor dem Hintergrund der Outputqualität, der Kosteneffizienz und der Klimabilanz

Dissertation, erschienen im Oktober 2013, ISBN 978-3-86009-402-0

Band 38

Jan Stefan Riha

Detektion und Quantifizierung von Cyanobakterien in der Ostsee mittels Satellitenfernerkundung

Dissertation, erschienen im Oktober 2013, ISBN 978-3-86009-403-7

Band 39

Peter Helmke

Optimierung der Verarbeitungs-, Gebrauchs- und Entsorgungseigenschaften eines naturfaserverstärkten Kunststoffes unter Berücksichtigung automobiler Anforderungen

Dissertation, erschienen im Dezember 2013, ISBN 978-3-86009-404-4

Band 40

Andrea Siebert-Raths

Modifizierung von Polylactid (PLA) für technische Anwendungen

Verfahrenstechnische Optimierung der Verarbeitungs- und Gebrauchseigenschaften

Dissertation, erschienen im Januar 2014 ISBN 978-3-86009-405-1

Band 41

Fisiha Getachew Argaw

Agricultural Machinery Traffic Influence on Clay Soil Compaction as Measured by the Dry Bulk Density

Dissertation, erschienen im Januar 2014 ISBN 978-3-86009-406-8

Band 42

Tamene Adugna Demissie

Climate change impact on stream flow and simulated sediment yield to Gilgel Gibe 1 hydropower reservoir and the effectiveness of Best Management Practices

Dissertation, erschienen im Februar 2014 ISBN 978-3-86009-407-5

Band 43

Paul Engelke

Untersuchungen zur Modellierung des Feststofftransports in Abwasserkanälen: Validierung in SIMBA®

Dissertation, erschienen im Februar 2014 ISBN 978-3-86009-408-2

Band 44

16. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im April 2014, ISBN 978-3-86009-410-5

Band 45

8. Rostocker Bioenergieforum, 19.-20. Juni 2014 an der Universität Rostock

Tagungsband, erschienen im Juni 2014, ISBN 978-3-86009-412-9

Band 46

Abschlussbericht Projekt CEMUWA – Climate protection, natural resources management and soil improvement by combined Energetic and Material Utilization of lignocellulosic agricultural Wastes and residues

Projektbericht, erschienen im September 2014, ISBN 978-3-86009-413-6

Band 47

8. Rostocker Baggergutseminar, 24.-25. September 2014 in Rostock
Tagungsband, erschienen im September 2014, ISBN 978-3-86009-414-3

Band 48

Michael Kuhn

Mengen und Trockenrückstand von Rechengut kommunaler Kläranlagen
Dissertation, erschienen im Oktober 2014 ISBN 978-3-86009-415-0

Band 49

8. Rostocker Abwassertagung, 10.-11. November 2014 in Rostock
Tagungsband, erschienen im November 2014, ISBN 978-3-86009-416-7

Band 50

Mulugeta Azeze Belete

Modeling and Analysis of Lake Tana Sub Basin Water Resources Systems,
Ethiopia

Dissertation, erschienen im Dezember 2014 ISBN 978-3-86009-422-8

Band 51

Daniela Dressler

Einfluss regionaler und standortspezifischer Faktoren auf die Allgemeingültigkeit
ökologischer und primärenergetischer Bewertungen von Biogas

Dissertation, erschienen im Mai 2015 ISBN 978-3-86009-424-2

Band 52

9. Rostocker Bioenergieforum, 18.-19. Juni 2015 in Rostock

Tagungsband, erschienen im November 2014, ISBN 978-3-86009-425-9

Band 53

Nils Engler

Spurenelementkonzentrationen und biologische Aktivität in NaWaRo-Biogas-
fermentern

Dissertation, erschienen im September 2015 ISBN 978-3-86009-427-3

Band 54

Thomas Schmidt

Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bei der anaeroben Vergärung
von Weizenschlempe

Dissertation, erschienen im Oktober 2015 ISBN 978-3-86009-428-0

Band 55

Thomas Dorn

Principles, Opportunities and Risks associated with the transfer of environmental technology between Germany and China using the example of thermal waste disposal

Dissertation, erschienen im Dezember 2015 ISBN 978-3-86009-429-7

Band 56

Uwe Holzhammer

Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien

Dissertation, erschienen im Dezember 2015 ISBN 978-3-86009-430-3

Band 57

17. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im Juni 2016, ISBN 978-3-86009-432-7

Band 58

10. Rostocker Bioenergieforum, 16.-17. Juni 2016 in Rostock

Tagungsband, erschienen im Juni 2016, ISBN 978-3-86009-433-4

Band 59

Michael Friedrich

Adaptation of growth kinetics and degradation potential of organic material in activated sludge

Dissertation, erschienen im Juli 2016 ISBN 978-3-86009-434-1

Band 60

Nico Schulte

Entwicklung von Qualitätsprüfungen für die haushaltsnahe Abfallsammlung im Holsystem

Dissertation, erschienen im Juli 2016 ISBN 978-3-86009-435-8

Band 61

Ullrich Dettmann

Improving the determination of soil hydraulic properties of peat soils at different scales

Dissertation, erschienen im September 2016 ISBN 978-3-86009-436-5

Band 62

Anja Schreiber

Membranbasiertes Verfahren zur weitergehenden Vergärung

von feststoffreichen Substraten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-446-4

Band 63

André Körstel

Entwicklung eines selbstgängigen statischen Verfahrens zur biologischen Stabilisierung und Verwertung organikreicher Abfälle unter extrem ariden Bedingungen für Entwicklungs- und Schwellenländer, am Beispiel der Stadt Teheran
Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-447-1

Band 64

Ayman Elnaas

Actual situation and approach for municipal solid waste treatment in the Arab region
Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-448-8

Band 65

10. Rostocker Abwassertagung, Wege und Werkzeuge für eine zukunftsfähige Wasserwirtschaft im norddeutschen Tiefland, 8. November 2016 in Rostock
Tagungsband, erschienen im November 2016, ISBN 978-3-86009-449-5

Band 66

Gunter Weißbach

Mikrowellen-assistierte Vorbehandlung lignocellulosehaltiger Reststoffe
Dissertation, erschienen im November 2016 ISBN 978-3-86009-450-1

Band 67

Leandro Janke

Optimization of anaerobic digestion of sugarcane waste for biogas production in Brazil
Dissertation, erschienen im Mai 2017 ISBN 978-3-86009-454-9

Band 68

11. Rostocker Bioenergieforum, 22.-23. Juni 2017 in Rostock
Tagungsband, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-455-6

Band 69

Claudia Demmig

Einfluss des Erntezeitpunktes auf die anaerobe Abbaukinetik der Gerüstsubstanzen im Biogasprozess
Dissertation, erschienen im Juli 2017, ISBN 9978-3-86009-456-3

Band 70

Christian Koepke

Die Ermittlung charakteristischer Bodenkennwerte der Torfe und Mudden Mecklenburg-Vorpommerns als Eingangsparameter für erdstatische Berechnungen nach Eurocode 7 / DIN 1054
Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-457-0

Band 71

Sven-Henning Schlömp

Geotechnische Untersuchung und Bewertung bautechnischer Eignung von Müllverbrennungsschlacken und deren Gemischen mit Böden

Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-458-7

Band 72

Anne-Katrin Große

Baggergut im Deichbau – Ein Beitrag zur geotechnischen Charakterisierung und Erosionsbeschreibung feinkörniger, organischer Sedimente aus dem Ostseeraum zur Einschätzung der Anwendbarkeit

Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-459-4

Band 73

Thomas Knauer

Steigerung der Gesamteffizienz von Biogasanlagen durch thermische Optimierung

Dissertation, erschienen im Juli 2017, ISBN 978-3-86009-460-0

Band 74

Mathhar Bdour

Electrical power generation from residual biomass by combustion in externally fired gas turbines (EFGT)

Dissertation, erschienen im August 2017, ISBN 978-3-86009-468-6

Band 75

Johannes Dahlin

Vermarktungsstrategien und Konsumentenpräferenzen für Dünger und Erden aus organischen Reststoffen der Biogasproduktion

Dissertation, erschienen im September 2017, ISBN 978-3-86009-469-3

Band 76

Sören Weinrich

Praxisnahe Modellierung von Biogasanlagen

Systematische Vereinfachung des Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)

Dissertation, erschienen im März 2018, ISBN 978-3-86009-471-6

Band 77

18. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-472-3

Band 78

12. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-473-0

Band 79

Tatyana Koegst

Screening approaches for decision support in drinking water supply

Dissertation, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-474-7

Band 80

Liane Müller

Optimierung des anaeroben Abbaus stickstoffhaltiger Verbindungen durch den Einsatz von Proteasen

Dissertation, erschienen im September 2018, ISBN 978-3-86009-475-4

Band 81

Projektbericht Wasserwirtschaft

KOGGE – **K**ommunale **G**ewässer **G**emeinschaftlich **E**ntwickeln

Ein Handlungskonzept für kleine urbane Gewässer am Beispiel der Hanse- und Universitätsstadt Rostock

Projektbericht, erschienen im September 2018, ISBN 978-3-86009-476-1

Band 82

Adam Feher

Untersuchungen zur Bioverfügbarkeit von Mikronährstoffen für den Biogasprozess

Dissertation, erschienen im Oktober 2018, ISBN 978-3-86009-477-8

Band 83

Constanze Uthoff

Pyrolyse von naturfaserverstärkten Kunststoffen zur Herstellung eines kohlenstoffhaltigen Füllstoffs für Thermoplasten

Dissertation, erschienen im November 2018, ISBN 978-3-86009-478-5

Band 84

Ingo Kaundinya

Prüfverfahren zur Abschätzung der Langzeitbeständigkeit von Kunststoffdichtungsbahnen aus PVC-P für den Einsatz in Dichtungssystemen von Straßentunneln

Dissertation, erschienen im Dezember 2018, ISBN 978-3-86009-484-6

Band 85

Eric Mauky

A model-based control concept for a demand-driven biogas production

Dissertation, erschienen im Januar 2019, ISBN 978-3-86009-485-3

Band 86

Michael Kröger

Thermochemical Utilization of Algae with Focus on hydrothermal Processes

Dissertation, erschienen im Februar 2019, ISBN 978-3-86009-486-0

Band 87

13. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2019, ISBN 978-3-86009-487-7

Band 88

12. Rostocker Abwassertagung

Tagungsband, erschienen im September 2019, ISBN 978-3-86009-488-4

Band 89

Philipp Stahn

Wasser- und Nährstoffhaushalt von Böden unter Mischkulturen und Trockenstress

Dissertation, erschienen im Juli 2019, ISBN 978-3-86009-489-1

Band 90

BioBind: Luftgestützte Beseitigung von Verunreinigungen durch Öl mit biogenen Bindern

Projektbericht, erschienen im September 2019, ISBN 978-3-86009-490-7

Band 91

Jürgen Müller

Die forsthydrologische Forschung im Nordostdeutschen Tiefland: Veranlassung, Methoden, Ergebnisse und Perspektiven

Habilitation, erschienen im Oktober 2019, ISBN 978-3-86009-491-4

Band 92

Marcus Siewert

Bewertung der Ölhavarievorsorge im deutschen Seegebiet auf Grundlage limitierender Randbedingungen – Ein Beitrag zur Verbesserung des Vorsorgestatus

Dissertation, erschienen im November 2019, ISBN 978-3-86009-492-1

Band 93

Camilo Andrés Wilches Tamayo

Technical optimization of biogas plants to deliver demand oriented power

Dissertation, erschienen im Februar 2020, ISBN 978-3-86009-493-8

Band 94

Robert Kopf

Technisches Benchmarking mit Standortqualifikationsstudie biochemischer Energieanlagenprojekte (Beispiel Biogas)

Dissertation, erschienen im Februar 2020, ISBN 978-3-86009-494-5

Band 95

14. Rostocker Bioenergieforum und 19. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Tagungsband, erschienen im Juni 2020, ISBN 978-3-86009-507-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002650

Band 96

Safwat Hemidat

Feasibility Assessment of Waste Management and Treatment in Jordan

Dissertation, erschienen im Juli 2020, ISBN 978-3-86009-509-6

Band 97

Andreas Heiko Metzging

Verdichtung von ungebundenen Pflasterdecken und Plattenbelägen -

Untersuchungen zur Lagerungsdichte des Fugenmaterials

Dissertation, erschienen im Juli 2020, ISBN 978-3-86009-510-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002742

Band 98

Ying Zhou

Research on Utilization of Hydrochars Obtained by the Organic Components of Municipal Solid Waste

Dissertation, erschienen im November 2020, ISBN 978-3-86009-515-7

Band 99

Mathias Gießler

Ein prozessbasiertes Modell zur wirtschaftlich-technischen Abbildung von Abwasserunternehmen – Beispielhafte Anwendung für eine ländliche Region mit Bevölkerungsrückgang

Dissertation, erschienen im November 2020, ISBN 978-3-86009-516-4

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002790

Band 100

Dodiek Ika Candra

Development of a Virtual Power Plant based on a flexible Biogas Plant and a Photovoltaic-System

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-518-8

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002814

Band 101

Thomas Zeng

Prediction and reduction of bottom ash slagging during small-scale combustion of biogenic residues

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-519-5

Band 102

Edward Antwi

Pathways to sustainable bioenergy production from cocoa and cashew residues from Ghana

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-520-1

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002818

Band 103

Muhammad Waseem

Integrated Hydrological and Mass Balance Assessment in a German Lowland Catchment with a Coupled Hydrologic and Hydraulic Modelling

Dissertation, erschienen im Januar 2021, ISBN 978-3-86009-521-8

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002884

Band 104

Martin Rinas

Sediment Transport in Pressure Pipes

Dissertation, erschienen im März 2021, ISBN 978-3-86009-523-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002962

Band 106

Jan Sprafke

Potenziale der biologischen Behandlung von organischen Abfällen zur Sektorenkopplung

Dissertation, erschienen im Oktober 2021, ISBN 978-3-86009-527-0

DOI https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003118

Band 107

Mingyu Qian

The Demonstration and Adaption of the Garage - Type Dry Fermentation Technology for Municipal Solid Waste to Biogas in China

Dissertation, erschienen im Oktober 2021, ISBN 978-3-86009-528-7

Band 108

Haniyeh Jalalipour

Sustainable municipal organic waste management in Shiraz, Iran

Dissertation, erschienen im November 2021, ISBN 978-3-86009-526-3

https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003116

Band 109

Michael Cramer

Umgang mit stark verschmutztem Niederschlagswasser aus Siloanlagen

Dissertation, erschienen im Dezember 2021, ISBN 978-3-86009-530-0

https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003358

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Band 110

Tagungsband

20. DIALOG ABFALLWIRTSCHAFT MV

Veranstalter

Universität Rostock,
Ministerium für Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume
und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern
enviMV Umwelttechnologienetzwerk aus Mecklenburg-Vorpommern
LUNG Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie

15.06.2022 an der Universität Rostock

16. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

Veranstalter

Universität Rostock
Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV
Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

16.-17.06.2022 an der Universität Rostock

PROFESSUR

Abfall- und
Stoffstromwirtschaft

ISBN 978-3-86009-535-5
DOI https://doi.org/10.18453/rosdok_ido0003615