

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Band 114

Tagungsband

17. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

15. und 16. Juni 2023

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH



PROFESSUR

Abfall- und
Stoffstromwirtschaft

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Band 114

Tagungsband

17. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

am 15. und 16. Juni 2023

Professur

Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Tagungsband zum 17. Rostocker Bioenergieforum

HERAUSGEBER

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

CIP-KURZTITELAUFNAHME

17. Rostocker Bioenergieforum
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock, 2023

© 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 978-3-86009-547-8
DOI https://doi.org/10.18453/rosdok_id00004269

Gedruckt in Deutschland auf Recyclingpapier.

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

Inhalt	
Vorwort	9
Plenarvorträge	
<i>Michael Nelles, Elena Angelova, Karen Deprie, Peter Kornatz, Nadja Rensberg, Sven Schaller, Marco Selig</i> Stand und Perspektiven der energetischen Verwertung von Biomasse in Deutschland	13
<i>Franziska Müller-Langer, Jörg Kretschmar, Michael Nelles</i> Wasserstoff aus bzw. mit Biomasse – sinnvolle Optionen und fragwürdige Ansätze	37
<i>Martin Maslaton</i> Grüner Wasserstoff aus Biomasse – Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen	47
<i>Volker Lenz, Harry Schindler, Michael Nelles</i> Nachhaltige Bioenergie in der Wärmewende, aber wie?	53
<i>Alberto Bezama</i> Challenges of the bioeconomy from a life cycle perspective	63
<i>Georg Klepp, Timo Broeker</i> KraftwerkLand – Prototyp für nachhaltige dezentrale Energieerzeugung	73
<i>Jörg Schröder, Karin Naumann und Kathleen Meisel</i> Zwischen Gegenwart und Zukunft – Wohin mit den erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr?	79
<i>Fanny Langschwager, Ulrike Schümann, Bert Buchholz</i> Biobasierte Marine Kraftstoffe – ein Überblick	87
<i>Hinrich Uellendahl</i> Testlabor Sektorkopplung – Optimierung der Kopplung von Biogas- aufbereitung und Energiespeicherung durch Methanisierung von CO ₂ und H ₂ im Pilot-Maßstab	95
<i>Victoria Hrazdil, Holger Zorn, Marco A. Fraatz, Sebastian Glaß, Leif-Alexander Garbe</i> Natürliche Proteine durch Biotransformationen aus Restströmen der Lebensmittelverarbeitung	103

Telse Vogel

Moorbiomasse als neuer Rohstoff – Die landwirtschaftliche Nutzung
von wiedervernässten Mooren wirtschaftlich gestalten 111

Thomas Zeng, Julian Nix, Dominik Müller, Jürgen Karl

Bewertung des Emissions- und Ascheverhaltens einer kleinskaligen
Wirbelschichtfeuerung zur Nutzung nicht-holzartiger Festbrennstoffe 121

*Ingo Hartmann, Steffi Formann, Mario König, René Bindig,
Bettina Stolze, Fabian-Constantin Sittaro, Thomas Schliermann*

Study on the feasibility of in-situ extraction of biogenic silica
from rice husks in the Mekong Delta 133

Fachforum Biogas

*Tino Barchmann, Nadja Rensberg, Martin Dotzauer, Jaqueline Daniel-Gromke,
Michael Nelles*

Stärkung der Güllevergärung in Deutschland zur Reduzierung
der Emissionen in der Landwirtschaft 147

Andreas Herrmann, Erik Ferchau, Lutz Schiffer

Alternative Nutzungsoptionen für Biogas im Kontext „grüner“ Gase 159

Hans Korte, Abdullah Juma Al Abd Al-Saadi, Michael Nelles, Jan Sprafke

Holzkohleherstellung in einem 90-Liter-Reaktor: Ein Erfahrungsbericht 173

RIS Bioökonomie Workshop

*Dirk Uhrlandt, Jenny Stukenbrock, Rüdiger Hink, Stefan Klebingat,
Martin Gräbner, Claudia Kirsten*

Effektive Verwertung biogener Reststoffe durch Kopplung von Energie-
und Stoffströmen – ein Konzept 181

Kurzbeiträge

Nicole Lau, Ewald Kramer

Messung der Gasverluste (Quantität und Qualität) während des Silierens von Maissilage – Ein neuer Ansatz zur Bewertung des Kohlenstoff-Fußabdrucks der Silageproduktion189

Tommy Ender, Saeideh Kiani Harchegani, Haniyeh Jalalipour, Vicky Shettigondahalli Ekanthalu, Michael Nelles

Hydrothermal Carbonization of the Organic Fine Fraction from Mechanical Biological Treatment from Municipal Solid Waste193

Uwe Welteke-Fabricius

Biogas im Strommarkt: 203

KOOPERATIONSPARTNER 225

DIE VERANSTALTER241

In dieser Reihe bisher erschienen 249

Das 17. 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



SCHAUMANN
BioENERGY

Vorwort

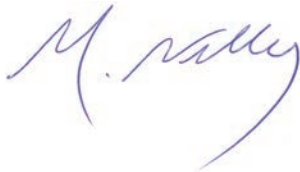
Durch die aktuelle Energiekrise ist noch einmal klarer geworden, wie wichtig eine klimafreundliche und krisensichere Energieversorgung ist. Angesichts des russischen Überfalls auf die Ukraine im Februar 2022 muss der Anteil an fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdgas und die damit verbundene Abhängigkeit schnell und deutlich reduziert sowie im gleichen Maße durch regenerative Energien substituiert werden.

Weiterhin ist die bis 2045 angestrebte und durch das Klimaschutzgesetz beschlossene Klimaneutralität Deutschlands zu realisieren. Dies wird aber nur gelingen, wenn die vielen guten Ansätze im Koalitionsvertrag auch 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. Weiterhin müssen petrobasierte organische Grundstoffe möglichst weitgehend durch biobasierte Eingangsstoffe substituiert werden. Dieses ambitionierte Ziel der langfristigen Integration von Biomasse und Reststoffen in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomie-system 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 zirkulären und klimaneutralen Bioökonomie. Biomasse ist dabei aus nachhaltigem Anbau und biogenen Abfällen und Reststoffen bereitzustellen.

Vor diesem Hintergrund wollen wir mit Ihnen im Rahmen des 17. Rostocker Bioenergieforums die aktuellen Entwicklungen in der gesamten Breite diskutieren. Wir freuen uns auf Vorträge und Diskussionen aus den Bereichen Strom und Wärme sowie Mobilität, Sektorenkopplung, Bioökonomie, Speichertechnologien und die Nutzung von Nebenprodukten der Energiebereitstellung.

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 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

*Michael Nelles, Elena Angelova, Karen Deprie, Peter Kornatz,
Nadja Rensberg, Sven Schaller, Marco Selig*

Stand und Perspektiven der energetischen Verwertung von Biomasse in Deutschland

Zusammenfassung: *Bis zum Jahr 2045 will Deutschland klimaneutral wirtschaften und leben, um den „Generationenvertrag für das Klima“ der Bundesregierung zu erfüllen.*

Um die entsprechenden, verschärften Ziele erreichen zu können, muss zum einen die Energieversorgung vollständig auf Erneuerbare Energien (EE) und zum anderen unser aktuelles Wirtschaftssystem auf eine echte Kreislaufwirtschaft umgestellt werden.

Allerdings lag der EE-Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022 nur bei rund 17 %. Auch der Umstieg der Industrie von petro- auf biobasierte Stoffe, also eine Bioökonomie, befindet sich noch in den Anfängen.

Die zentrale Herausforderung hinsichtlich der Nutzung von Biomasse ist es, ihren Einsatz hinsichtlich Effizienz, ökologischem Nutzen und Systemdienlichkeit zu optimieren. 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, basierend auf dem Beitrag zum Rostocker Bioenergieforum 2022 (Nelles et al.), der aktuelle Stand der energetischen Verwertung von Biomasse in Deutschland beschrieben und die aus Sicht des DBFZ zu erwartenden Entwicklungen skizziert.

Abstract: *By 2045, Germany aims to achieve climate neutrality over all parts of society. This is the mandate stipulated by the “inter-generational contract for climate” of the Federal Government and ensuing tightened climate goals. These goals can only be reached if, on the one hand side, energy supply becomes fully renewable, and on the other hand side, if our current economic system is converted into a true circular economy.*

However, the share of renewable energies of total primary energy consumption was only about 17% in 2022. The industrial shift from petro- to bio-based raw materials, i.e. to a bio-economy, is also still in its infancy.

The key challenge regarding biomass usage is to optimise its deployment with regard to efficiency, environmental and systemic benefit.

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, based on the contribution to the 2022 Bioenergy Forum Rostock (Nelles et al.), describes the status of biomass use for energy in Germany, and outlines the DBFZ's expectations regarding future developments.

1 Einleitung

Der Klima- und Ressourcenschutz ist eine der zentralen globalen Zukunftsaufgaben und hier sieht das aktuelle Zwischenfazit weder international noch auf nationaler Ebene gut aus. Seit den 1970er Jahren ist der weltweite Ressourcen- und Energieverbrauch höher als die ökologische Regenerationsfähigkeit des Globus. Weltweit war der ökologische Fußabdruck im Jahr 2022 um 75 % zu hoch, d.h. wir bräuchten 1,75 Erden für ein ausgeglichenes Verhältnis. In Deutschland ist der ökologische Fußabdruck aktuell doppelt so hoch, d.h. wenn alle Menschen so leben würden, bräuchten wir 3 Erden! Ganz ganz hinten liegen die USA mit 5,1 Erden. Die beiden bevölkerungsreichsten Länder mit insgesamt je rund 1,4 Mrd. Einwohnern sind Indien (0,8 Erden) und China (2,4 Erden), die (wesentlich) besser dar stehen als Deutschland. In Umfragen sind wir ja auch gerne Weltmeister in Sachen Klima- und Ressourcenschutz, aber in der Praxis klemmt es dann gewaltig. So lagen wir 2022 sowohl bei dem Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergiebedarf als auch bei der Substitution von Primärrohstoffen durch abfallbasierte Sekundärrohstoffe (weit) unter 20 %. Das heißt sowohl bei der „Energiewende“ als auch bei der „Rohstoffwende“ stehen wir erst am Anfang eines langen Weges, während die Ziellinie „klimaneutrales Deutschland bis 2045“ im Klimaschutzgesetz klar festgelegt ist.

Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren mit mehreren Novellierungen des Klimaschutzgesetzes einen sog. „Generationenvertrag für das Klima“ geschaffen und ihre Klimaschutzziele weiter verschärft. Diese sehen vor, dass zunächst die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 % und bis 2040 um 88 % gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Ab 2045 soll die Bundesrepublik Deutschland klimaneutral werden, d.h. es soll ein Gleichgewicht zwischen Ausstoß und Bindung von Treibhausgasemissionen bestehen. Nach 2050 strebt die Bundesregierung negative Emissionen an, indem mehr Treibhausgase natürlich gebunden als emittiert werden (Bundesregierung 2023).

Grundvoraussetzung für das angestrebte klimaneutrale Deutschland im Jahr 2045 ist, dass wir unseren Material- und Energieverbrauch erheblich verringern. Dies ist nur mit signifikanten Effizienzsteigerungen und Konsumverzicht zu erreichen. Zentrale weitere Handlungsfelder sind zum einen die Umstellung der Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten, vollständig und in allen Sekto-

ren, auf erneuerbare Energien (EE). Hier sind ein massiver Ausbau und ein optimiertes Zusammenspiel von Wind- und Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft für Strom, Wärme/Kälte und Mobilität erforderlich. Zum anderen müssen wir unser „lineares“ Wirtschaftssystem zu einer wirklichen Kreislaufwirtschaft weiterentwickeln. Unter anderem muss die Versorgung der Industrie mit organischen Grundstoffen möglichst weitgehend von petro- auf biobasierte Stoffe umgestellt werden.

Biomasse wird also die Basis der Bioökonomie sowie integraler Bestandteil eines zukunftsfähigen Energiesystems sein. Dies ist nur erreichbar, wenn die Biomasse nachhaltig produziert sowie effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird. Eine nachhaltige Bioökonomie optimiert deshalb die stofflich-energetische Verwertung biogener Abfälle und Reststoffe. Hierfür sind neue Technologiekonzepte sowie Koppel- und Kaskadennutzung unabdingbar, aber auch „negative“ Emissionen, die über die Speicherung von „grünem“ Kohlenstoff generiert werden können.

Vor diesem Hintergrund werden in Kapitel 2 die bisherige Entwicklung und der aktuelle Stand der energetischen Verwertung von Biomasse in Deutschland erläutert und die vom DBFZ erwarteten weiteren Entwicklungen angesprochen. In Kapitel 3 werden die wesentlichen Punkte kurz zusammengefasst und ein Ausblick skizziert.

2 Aktuelle energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland

2.1 Primärenergie- und Endenergieverbrauch

Bioenergie leistet einen bedeutenden Beitrag zum deutschen Energiemix. Im Jahr 2022 lag ihr Anteil bei 9,9 % des gesamten Primärenergieverbrauchs (s. Abb. 1). Der Anteil der restlichen erneuerbaren Quelle kam zusammen auf nur 7,3 % (AGEB 2023).

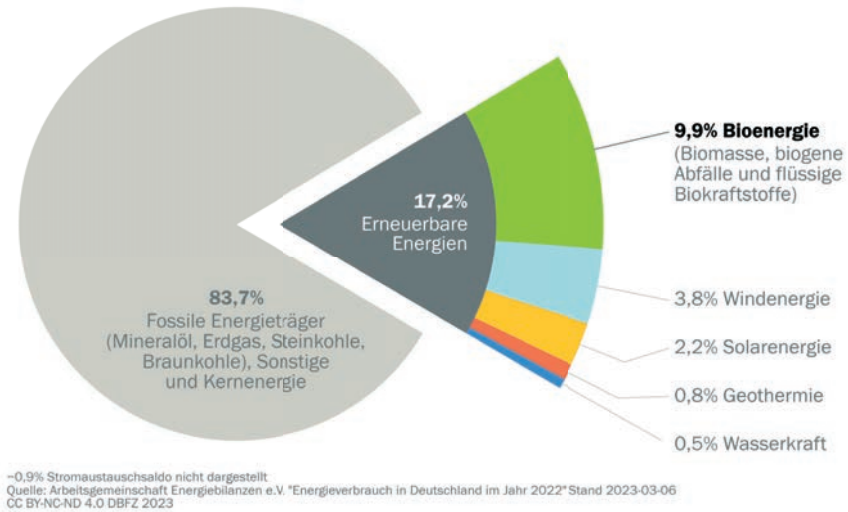


Abb. 1: Darstellung DBFZ. Datenquelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:
Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022, Stand März 2023, ©DBFZ 2023

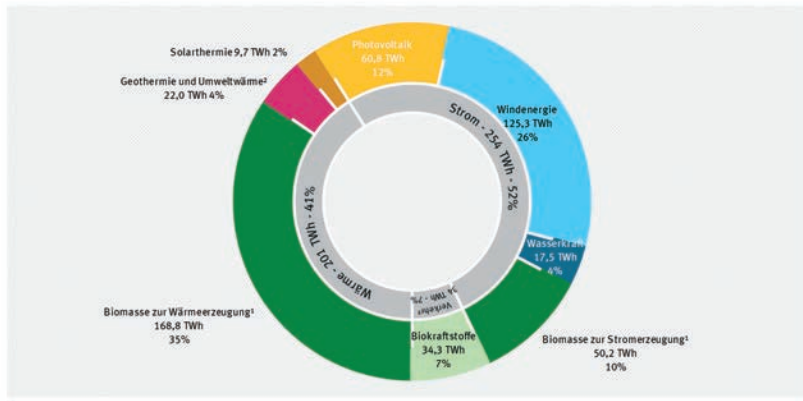
Trotz des kräftigen Rückgangs des **Energieverbrauchs in Deutschland** in 2022¹ (AGEB 2023) konnte der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten deutschen **Endenergieverbrauch** im vergangenen Jahr deutlich gesteigert werden (von 19,2 % in 2021 auf 20,4 % in 2022). Während im Jahr 2021 im Strom- und Verkehrssektor die Anteile der erneuerbaren Energien zurückgingen, sorgten im Jahr 2022 der starke Zubau von Photovoltaikanlagen und die günstigeren Windverhältnisse bei sehr sonnigem Wetter dafür, dass wieder deutlich mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde (UBA 2023a).

Biomasse ist mit 52 % aller erneuerbaren Energien immer noch der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland (s. Abb. 2) und in allen Sektoren gefragt: als Brennstoff zum Heizen, als Biokraftstoff im Verkehr und als Biogas/Biomethan zur Strom- und Wärmeerzeugung (UBA 2023).

¹ Laut der AG Energiebilanzen liegt der Rückgang bei 5,4 % gegenüber dem Vorjahr (2021) und ist der niedrigste Stand seit der Wiedervereinigung. Die Verbrauchminderung ist auf viele Faktoren zurückzuführen, resultierend aus dem Ukraine-Krieg und damit verbundenen Stopp der Gasimporte aus Russland, Unsicherheiten auf dem Energiemarkt und entsprechenden Energiepreissteigerungen.

Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern (2022)

Gesamtenergiebereitstellung: 489 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 02/2023

Abb. 2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (2022),
 Quelle: UBA auf Basis AGEE-Stat, Stand 02/2023

Die besondere Stärke der **Biomasse als Energieträger** liegt in ihrer Fähigkeit, wetterunabhängig, zuverlässig und planbar Energie zu liefern, um stabilere Netze, eine sichere Strom- und Wärmeversorgung und planbare Produktionsprozesse zu ermöglichen. Diese Eigenschaften werden für das künftige Energiesystem noch lange benötigt und spielen eine unterstützende Rolle, insbesondere bei der Sicherung der Energieversorgung zum Ausgleich volatiler Energiequellen (Nelles et al. 2022). In den letzten Jahren rückt Biomasse verstärkt in den Fokus als wichtiger Kohlenstoffträger, einerseits zur Senkung und Bindung von CO₂-Emissionen, andererseits als der Kohlenstoffträger für die zukünftige Bioökonomie. Dies wird die Nachfrage nach Biomasse und bzw. Bedarf nach einer nachhaltigen Kaskaden- und Koppelnutzung in Zukunft deutlich verstärken. Aus diesem Grund ist im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung der Auftrag zur Erstellung einer Nationalen Biomassestrategie (NABIS) verankert. Die Entwicklung der NABIS wurde federführend vom BMWK², BMEL³ und BMUV⁴ übernommen, mit dem Ziel einer Verabschiedung bis Ende 2023. Vor dem Hintergrund des Klima- und Biodiversitätsschutzes und der Ernährungssicherung zielt die NABIS darauf ab, Biomasseströme gezielt zu lenken, damit diese wertvolle Ressource bestmöglich genutzt wird (NABIS 2022).

Der **erneuerbare Strom-Anteil am Endenergieverbrauch** steigt seit 2015 kontinuierlich an (s. Abb. 3) und erreichte in 2022 46,2 % des Bruttostromver-

² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

³ Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)

⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV)

brauchs. Lediglich im Jahr 2021 gab es witterungsbedingt einen leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr, der aber durch einen neuen Rekordwert der Sonneneinstrahlung im Jahr 2022 überkompensiert wurde und den steigenden Trend damit fortsetzen konnte.

Auch der **Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch im Wärmesektor** ist weiterhin gestiegen (von 15,8 % in 2021 auf 17,4 % in 2022). Der Krieg in der Ukraine hatte durch die drohende Gasknappheit, steigende Preise und die eingeführten Sparmaßnahmen insbesondere im Wärmesektor einen starken Einfluss auf die Entwicklung. Der geringe Anstieg der Energiebereitstellung aus Biomasse, Solarthermie und Wärmepumpen in Verbindung mit dem Rückgang der fossilen Energien sorgte dafür, dass der Anteil der erneuerbaren Wärme im Jahr 2022 deutlich zunahm (UBA 2023a).

Der **Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr** bleibt etwa auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr (6,8 Prozent). Der gesunkene Absatz von Biodiesel wurde zu einem Teil durch einen gestiegenen Verbrauch von Bioethanol und zu anderen Teil durch das Wachstum im Elektromobilität ausgeglichen (UBA 2023a).

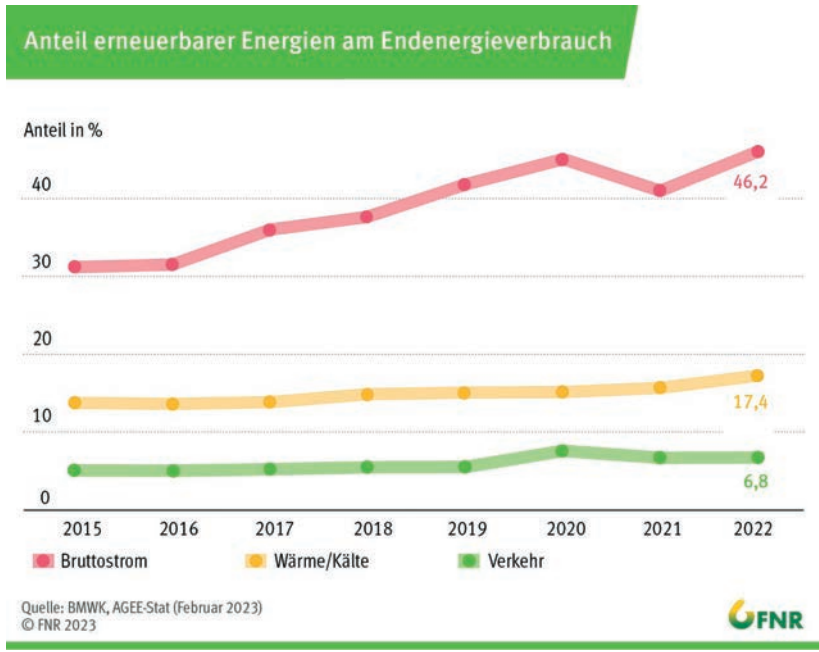


Abb. 3: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch, Quelle: BMWK⁵, AGEE-Stat (Februar 2023), @ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR 2023)

⁵ Bundesministerium für Energie und Klimaschutz (BMWK)

Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren mit mehreren Novellierungen des Klimaschutzgesetzes einen sog. „Generationenvertrag für das Klima“ geschaffen und ihre Klimaschutzziele weiter verschärft. Diese sehen vor, dass zunächst die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 % und bis 2040 um 88 % gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Ab 2045 soll die Bundesrepublik Deutschland klimaneutral werden, d.h. es soll ein Gleichgewicht zwischen Ausstoß und Bindung von Treibhausgasemissionen bestehen. Nach 2050 strebt die Bundesregierung negative Emissionen an, indem mehr Treibhausgase natürlich gebunden als emittiert werden (Bundesregierung 2023).

Damit diese Klimaschutzziele erreicht werden, wurde die geplante Reduzierung der Treibhausgasemissionen auf die entsprechenden Sektoren Energie, Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft aufgeteilt. So soll z.B. der Anteil erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 80 % steigen und in 2035 nahezu 100 % erreichen (BMWK Osterpaket 2022).

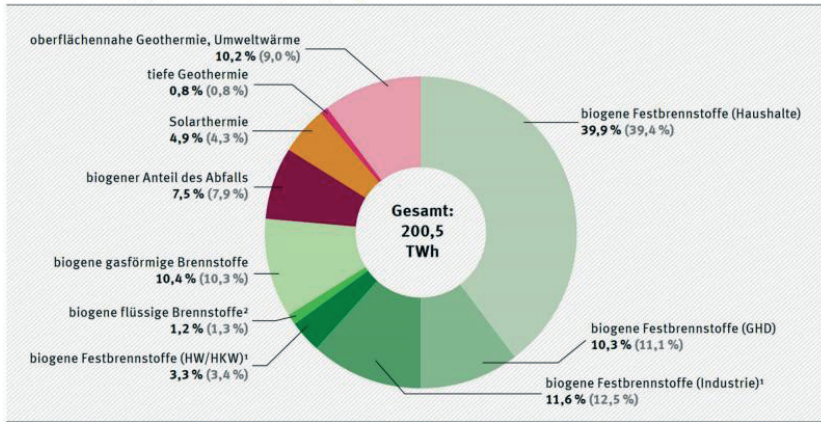
Zur Erreichung der ehrgeizigen Klimaschutzziele in Deutschland sind in den kommenden Jahren deutlich größere Anstrengungen in allen drei Bereichen sowie die Nutzung aller verfügbaren erneuerbaren Optionen in einer optimierten Kombination erforderlich. Die Bioenergie kann dabei vor allem durch ihre vielseitige Anwendung und Systemdienlichkeit (Flexibilität und Speicherbarkeit) diesen Transformationsprozess sehr gut unterstützen.

2.2 Bioenergie im Wärme- und Kältesektor

Trotz der breit in Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Medien geführten Debatte zur Einführung der Wärmepumpentechnik basiert die Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland noch immer zu mehr als vier Fünfteln auf Biomasse. Im letzten Jahr stellte Biomasse inklusive des biogenen Anteils am Abfall 84,2 Prozent der erneuerbaren Energien bereit (AGEE-Stat 2023, s. Abb. 4). Im Vergleich zu 2021 sank der Anteil damit leicht um 1,6 Prozentpunkte. Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (+ 1,2 %), die in den meisten Fällen mit Wärmepumpen im Zusammenhang stehen, sowie die Solarthermie (+ 0,6 %), legten hingegen zu. Aufgrund der neuen Gesetzeslage ist davon auszugehen, dass dieser Bereich in den nächsten Jahren sprunghaft ansteigen wird, während zugleich der Anteil der Bioenergie im Wärme- und Kältesektor kontinuierlich absinken dürfte.

Endenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022

Anteile in Prozent [%], Werte für das Vorjahr in Klammern



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

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

Abb. 4: Endenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022, (AGEE-Stat, 2023)

Bioenergie im Wärmesektor wird sowohl im privaten Bereich, vor allem zum Heizen von Gebäuden, als auch im industriellen Bereich für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass die Wärmepumpentechnik in beiden Bereichen maßgeblich an Bedeutung gewinnen wird. Beispielsweise wurden im letzten Jahr 53 % mehr Wärmepumpen als in der vorhergehenden Saison verkauft, auch wenn die absoluten Verkaufszahlen mit 236.000 Heizungswärmepumpen noch relativ klein sind. Die bevorstehenden Veränderungen betreffen aber auch industrielle Hochtemperaturprozesse, bei denen zukünftig damit zu rechnen ist, dass häufiger Hochtemperaturwärmepumpen (in der Forschung sind zur Zeit Bereiche zwischen 300 und 500 Grad) und Wasserstoff (über 500 Grad) eingesetzt werden, wo bisher Biomasse genutzt wird.

Biogene Festbrennstoffe

Bei den einzelnen Brennstoffen aus Biomasse im Wärmesektor zeigt sich, dass biogene Festbrennstoffe nach wie vor den größten Teil des erneuerbaren Heizmaterials ausmachen. Sie kommen meist in privaten Haushalten (mit 39,9 %) in der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser zur Anwendung. Aber auch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) greifen mit einem Anteil von 10,3 % an der gesamten erneuerbaren Wärmenachfrage auf biogene Festbrennstoffe bei der Wärmebereitstellung zurück. Auf die Industrie entfallen derzeit 11,6 % der Gesamtwärmenachfrage. Bei der spezifischen Betrachtung der biogenen Festbrennstoffe wird deutlich, dass die Nachfrage in der Industrie zwar sinkt (-0,9 % gegenüber 2021), aber weiterhin knapp ein Fünftel der Gesamtanwendung bei diesem Heizmaterial für industrielle Prozesse genutzt wird. Dabei

ist auch hier durch die geänderten politischen Rahmenbedingungen und neuen technologischen Entwicklungen mit einer weiteren Reduzierung zu rechnen. Zudem wird sich der Trend zu schwierigeren Brennmaterialien verfestigen. Beispielsweise machte Altholz im Jahr 2020 etwa 12,9 Prozent der verwendeten Holzrohstoffe in Deutschland aus (s. Abb. 5).

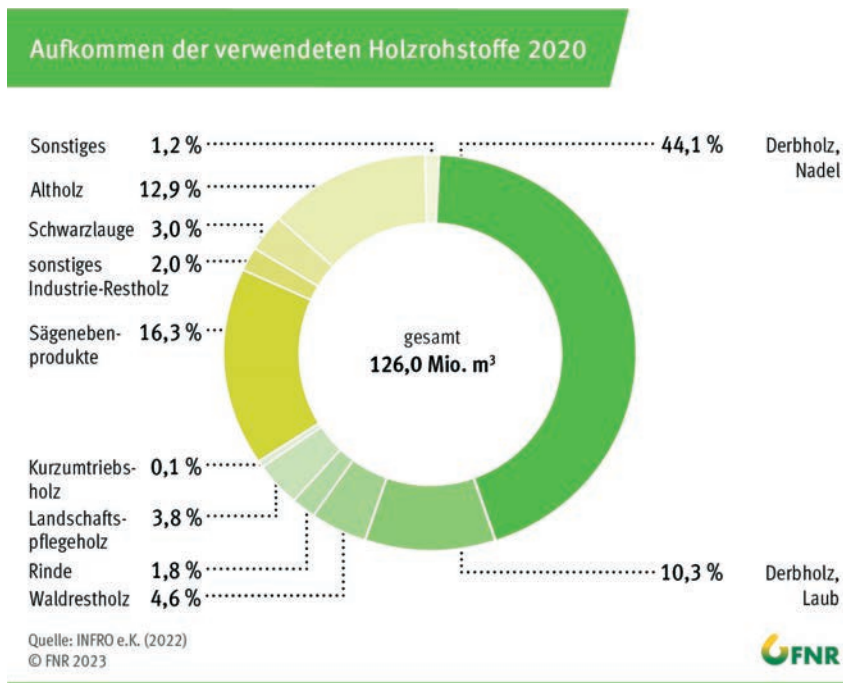
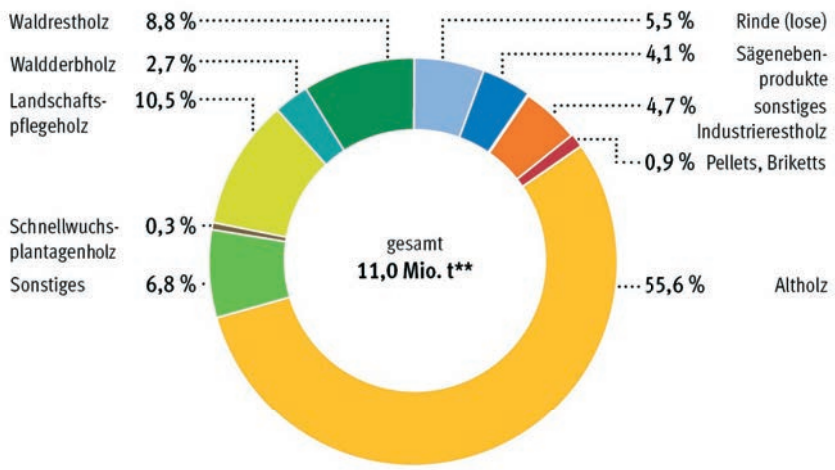


Abb. 5: Festbrennstoffe – Aufkommen der verwendeten Holzrohstoffe 2020, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR 2023a)

In Großfeuerungsanlagen über 1 MW wurde jedoch zu über 50 % Altholz genutzt und zirka 14 % Reststoffe und Nebenprodukte. Derbholz findet in diesem Bereich der Wärmebereitstellung kaum noch Verwendung. Der Anteil lag 2021 (aktuellere Daten liegen nicht vor) bei 2,7 % (s. Abb. 6).

Holzverwendung in Großfeuerungsanlagen 2019*



* > 1MW, ** (lufttrocken)

Quelle: Infro e. K. (2021)
© FNR 2021



Abb. 6: Holzverwendung in Großfeuerungsanlagen 2021, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. auf Basis von Daten der INFRO e.K. (2021), (FNR 2023b)

Bei Kleinfeuerungsanlagen, speziell Holzpelletfeuerungen, gibt es eine stark steigende Tendenz. In den letzten fünf Jahren hat sich die Zahl der Anlagen fast verdoppelt. Waren 2018 knapp über 400.000 größere (> 50 kW) und kleinere (< 50 kW) Pelletkessel und Pelletkaminöfen in Nutzung, belief sich die Zahl der Holzpelletfeuerungen im Jahr 2022 auf knapp 700.000 und die Prognose für 2023 geht von 774.000 Anlagen aus (s. Abb. 7).



Abb. 7: Holzpelletfeuerungen in Deutschland, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. auf Basis von Daten des Deutschen Pelletinstituts, (FNR 2023c)

Mit diesem Trend einher geht der Produktionsanstieg von Pellets. Laut Daten des Deutschen Pelletinstituts hat sich die Herstellung von Pellets von etwa 2,2 Millionen Tonnen im Jahr 2018 auf knapp 3,5 Millionen Tonnen 2022 erhöht. Dass die Branche von einer weiter wachsenden Nachfrage ausgeht – trotz der aufkommenden Konkurrenz durch die Wärmepumpe im Heizungssektor –, belegen die Zahlen zur Entwicklung der Produktionskapazität. Sie wurde in den zurückliegenden Jahren deutlich erhöht und liegt nun bei über 4 Mio. t pro Jahr (s. Abb. 8).

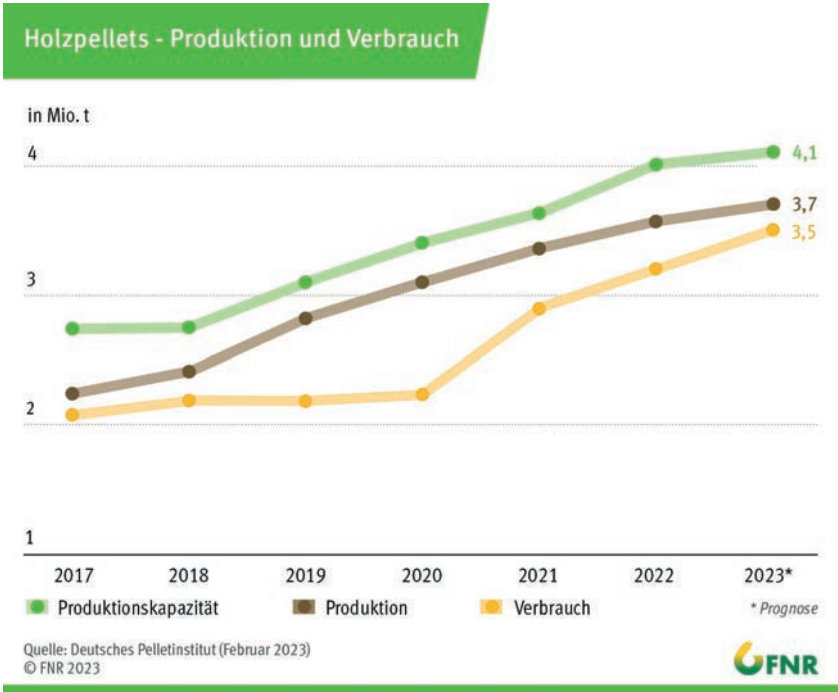


Abb. 8: Holzpellets – Produktion und Verbrauch, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. auf Basis von Daten des Deutschen Pelletinstituts, (FNR 2023d)

Biogas

Biogas und Biomethan sind ein wichtiger Bestandteil des Versorgungssystems in Deutschland. Insbesondere seit der Invasion Russlands in der Ukraine erlangen sie als mögliche Alternativen zu Erdgasimporten aus Russland eine hohe politische Aufmerksamkeit. 2022 wurden insgesamt 1.449 TWh Erdgas nach Deutschland importiert. Dabei stammen die größten Mengen aus Norwegen und machen rund 33 % der Erdgasimporte aus. Etwa 22 % der Erdgasimporte kamen aus Russland. 2021 machte Erdgas aus Russland noch 52 % der Erdgasimporte aus (BNetzA 2023).

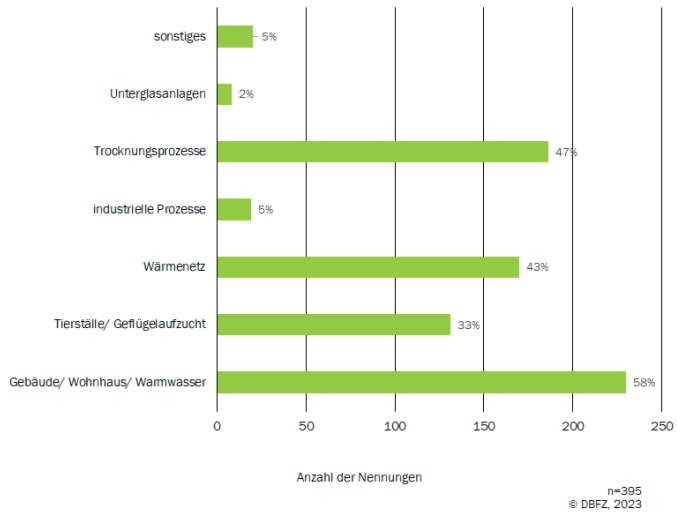
Der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme liegt 2022 bei 200 TWh (2021: 199 TWh). Die mittels Biomasse bereitgestellte Wärmemenge sank gegenüber dem Vorjahr temperaturbedingt auf 168,8 TWh (84 % der erneuerbaren Wärme). Biogas und Biomethan machen rund 9 % der erneuerbaren Wärme aus. Das entspricht etwa 1,6 % des Endenergieverbrauchs Wärme in Deutschland (2021: 1,5 %) (AGEE-Stat 2023).

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 IEA⁶ allerdings ein wichtiges Potential für Biogas im EU-Raum (IEA 2022).

Die an Biogasanlagen erzeugte Wärme wird derzeit ganz unterschiedlich genutzt. Ein Teil der erzeugten Wärmemenge wird dabei in der Regel für den Eigenbedarf (Betrieb der Biogasanlage) genutzt. Daneben wird aber auch extern verfügbare Wärme einer oder mehrerer Nutzungen zugeführt. Nach vorliegenden Ergebnissen der DBFZ-Betreiberbefragung (Rensberg 2023), ist der Wärmenutzungsgrad je nach Anlagenkonzept, Leistungsgröße und Substratinput sehr unterschiedlich. Für das Bezugsjahr 2021 ergibt sich, dass der externe Wärmenutzungsgrad (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) gemäß den Rückmeldungen der Biogasanlagenbetreiber bei rund 62 % liegt. An einer Vielzahl von Biogasanlagen wird die erzeugte Wärme für die Beheizung von Wohnräumen, für die Warmwasserbereitstellung, Trocknungsprozesse und die Bereitstellung in Wärmenetzen eingesetzt (s. Abb. 9).

⁶ International Energy Agency



Mehrfachnennungen möglich

Abb. 9: Art der externen Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit bezogen auf die Stichprobe (n = 465) (Bezugsjahr 2021), Mehrfachnennungen möglich; (Rensberg 2023)

Dabei ist die Bedeutung der Wärmebereitstellung über Wärmenetze (Nah- und Fernwärme) in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. An rund 43 % der Biogasproduktionsanlagen wird die erzeugte Wärme in Wärmenetzen bereitgestellt. Ebenso hat die Wärmenutzung aus Biogas in Trocknungsprozessen kontinuierlich zugenommen (s. Abb. 10). Rund 73 % der aus Biogas bereitgestellten Wärmemengen (ohne Berücksichtigung des Eigenwärmebedarfs für den Anlagenbetrieb) wird dabei für Wärmenetze und für Trocknungsprozesse bereitgestellt (Rensberg 2023). Diese Entwicklung unterstreicht, dass die Wärmenutzung aus Biogas an ökonomischer Relevanz gewonnen hat und wahrscheinlich in den nächsten Jahren weiter gewinnen wird.

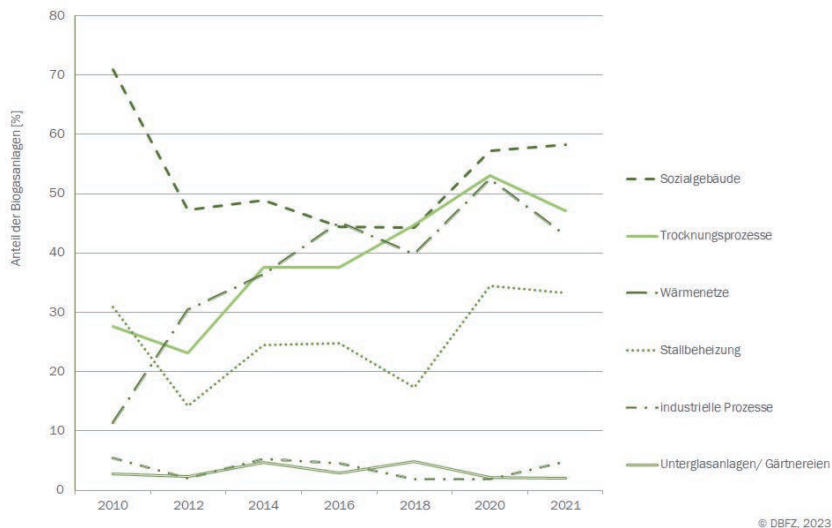


Abb. 10: Entwicklung der externen Wärmenutzung nach Art der Nutzung (Anteil der Biogasanlagen mit jeweiliger Wärmenutzung), (Rensberg 2023)

2.3 Bioenergie im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor zeigen sich relativ wenig Änderungen. Obgleich die Menge an Kraftstoff aus erneuerbaren Quellen (Biomasse und erneuerbarer Strom) stieg, blieb ihr Anteil absolut konstant bei 6,8 % (AGEE-Stat 2023). Diese niedrige Zahl ist seit mittlerweile über zehn Jahren praktisch unverändert. Im Vergleich zu 2021 wurden in 2022 in gleichem Maße mehr erneuerbare und mehr fossile Kraftstoffe eingesetzt.

Weiterhin sinkend ist der Biodieselvebrauch auf zuletzt 2,3 Mio. t (von 2,4 Mio. t in 2021). Dieser Rückgang ist allerdings weniger stark als noch von 2020 auf 2021, und Biodiesel trägt mit über 60 % weiterhin den größten Anteil zum Endenergieverbrauch aus Erneuerbaren im Verkehr bei (s. Abb. 11).

Der Bioethanolabsatz stieg weiter auf nunmehr 1,2 Mio. t, was einem Anteil von 21,5 % am Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien entspricht. Auch Biomethan wird weiterhin vermehrt im Verkehrssektor eingesetzt – die Steigerung von 10 % im Vergleich zu 2021 bedeutet allerdings aufgrund des Ausgangsniveaus lediglich einen Anteil von 2,6 % (1.061 kWh) am EE-basierten Endenergieverbrauch.

Eine deutliche Steigerung von ca. 16 % ist im Stromverbrauch für den Verkehr zu erkennen. Hier wurde auf Basis des Strommixes für Deutschland ein rechnerischer Anteil erneuerbaren Stroms im Verkehr von über 6,1 TWh ermittelt. Dies

sind zum einen 15,2 % des Endenergieverbrauchs aus Erneuerbaren im Verkehrssektor, zum anderen etwa 45 % des Stromverbrauchs im Verkehr.

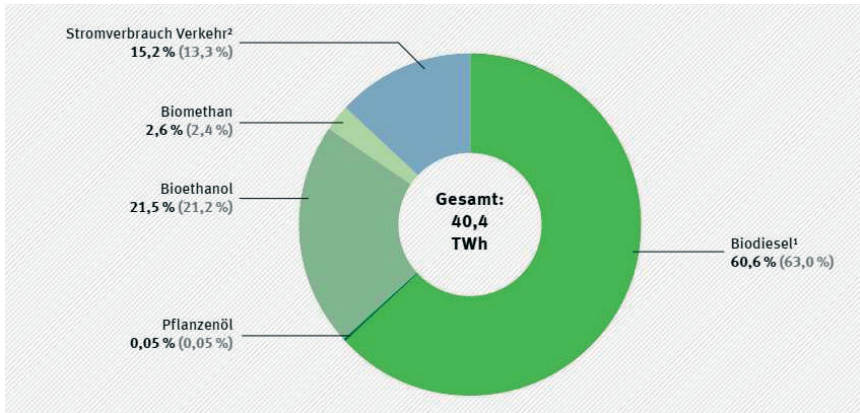


Abb. 11: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor 2022, in Klammern Vorjahreswerte. Verbrauch von Biodiesel (inkl. HVO⁷) im Verkehrssektor, ohne Land- und Forstwirtschaft, Bau und Militär

² berechnet mit dem Anteil erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch des jeweiligen Jahres, (AGEE-Stat, 2023).

Angesichts dieser Steigerung, sowie der oben erwähnten Stagnation des Anteils Erneuerbarer im Verkehrssektor insgesamt, wird sehr deutlich, dass eine bloße Steigerung der Energiemengen wenig an der Gesamt-THG-Bilanz des Sektors ändert.

Der erwähnte Mehrverbrauch an Kraftstoffen ist zum einen auf weiterhin steigende Zahlen an Kraftwagen zurückzuführen (s. Abb. 12).

Zum anderen steigen auch durchschnittliche Größe und damit Verbrauch der Fahrzeuge. Laut Kraftfahrt-Bundesamt stieg von allen Fahrzeugsegmenten dasjenige der SUVs in den zwölf Monaten bis Jahresbeginn 2023 um 11,3 % (KBA 2023). Das Umweltbundesamt weist darauf hin, dass bei Betrachtung der letzten zehn Jahre die Anzahl von SUVs, Vans und Utilities um ganz 80 % gestiegen ist.

⁷ Hydrotreated Vegetable Oils

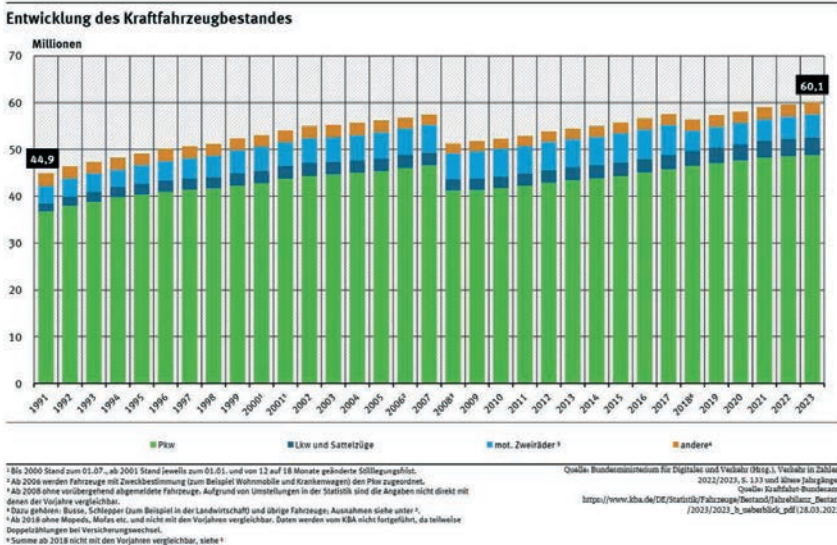


Abb. 12: Entwicklung des KFZ-Bestands in Deutschland. Umweltbundesamt mit Daten des BMDV und des Kraftfahrtbundesamtes (UBA 2023b)

Wenn es nicht gelingt, deutliche Einsparungen im Kraftstoffverbrauch zu erreichen, reichen alle Steigerungen in Bezug auf Biokraftstoffe und erneuerbaren Strom nicht aus, um den Sektor nachhaltig zu gestalten. Neben dem Umstieg auf E-Mobilität sowie weiteren Anstrengungen in Bezug auf nachhaltige Biokraftstoffe für schwer elektrifizierbare Bereiche ist daher eine schnelle und deutliche Trendwende sowohl in Bezug auf Anzahl als auch Größe bzw. Gewicht und damit Verbrauch der Fahrzeuge in Deutschland nötig.

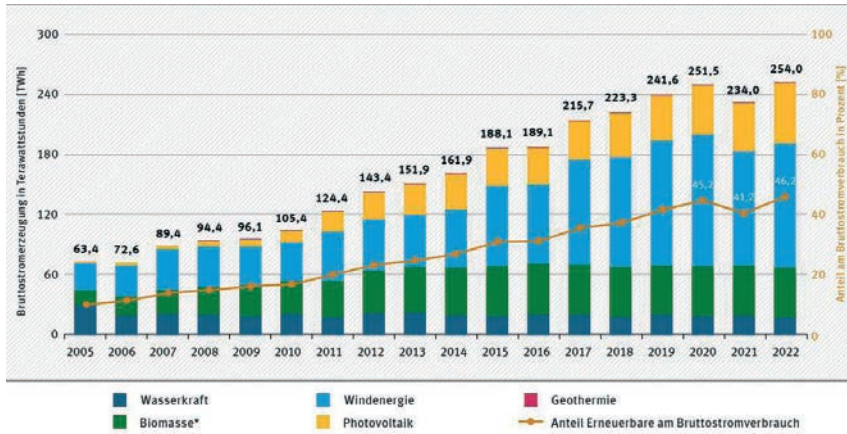
2.4 Bioenergie im Stromsektor

Während Biomasse im Wärme- und Verkehrssektor jeweils eine tragende Rolle in der Energiewende einnimmt, dient sie im Stromsektor in erster Linie einer verlässlichen Ergänzung der absolut gesehen (deutlich) wichtigeren, aber witterungsbedingt volatilen Energieträger Sonne und Wind.

Die Stromerzeugung aus Biomasse ist seit Jahren etwa stabil (s. Abb. 13) und betrug laut AGEE-Stat in 2022 ca. 50,2 TWh (2021: 50,1 TWh). Hier macht sich vor allem der bereits seit 2018 anhaltende Trend einer immer geringeren jährlich zugebauten Leistung bemerkbar. Zudem verbergen sich hinter dem Zubau kaum neue Anlagen, sondern hauptsächlich Ertüchtigungen des Bestands (siehe folgender Absatz). Hohen Zuwachs gab es vor allem in der Photovoltaik, zum einen aufgrund deutlicher Steigerung der Installationen, zum anderen aufgrund des überdurchschnittlich sonnigen Wetters im Jahresverlauf. Signifikanten Zuwachs gab es ebenso bei der Windenergie, deutliche Verluste daher bei der Wasser-

kraft. Hier machte sich 2022 die ungewöhnliche Trockenheit bemerkbar.

Insgesamt konnte dennoch der Rückgang in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 im vergangenen Jahr wieder in eine auch im Vergleich zu den Vorjahren positive Tendenz umgewandelt werden.



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

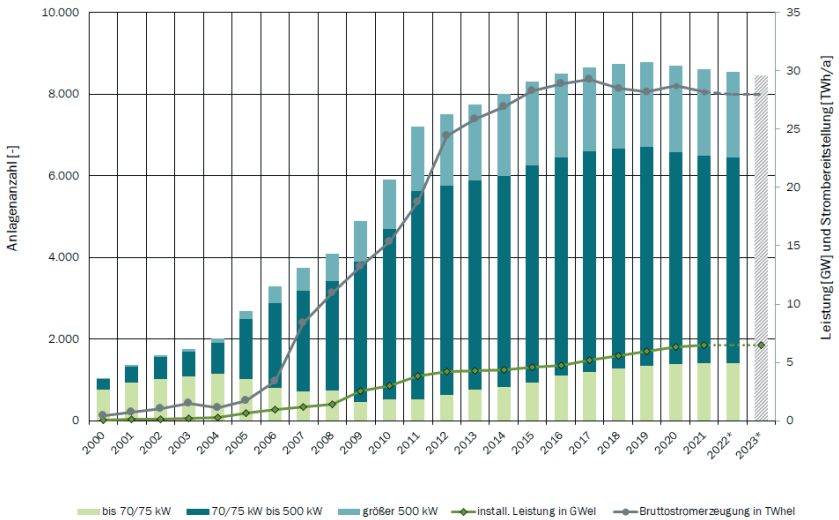
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Abb. 13: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.
Hrsg./Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2023)

Biogas

Ende 2022 waren in Deutschland rund 8.700 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb. Dabei wird an rund 240 Standorten das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereitet (DBFZ 2023). Die Bundesländer Niedersachsen, Bayern und Baden-Württemberg stellen mehr als die Hälfte des deutschen Biogasanlagenbestandes. Seit dem Jahr 1992 nahm die Gesamtzahl an Biogasanlagen hierzulande jährlich zu, wobei der jährliche Zubau in den vergangenen Jahren bereits erheblich abnahm (s. Abb. 14).

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 ($\leq 75 \text{ kW}_{el}$) und wenige Anlagen zur Bioabfallvergärung.



©DBFZ, 2023

Abb. 14: Entwicklung Biogasproduktionsstandorte (Vor-Ort-Verstromung) differenziert nach Größenklassen, Bruttostromerzeugung und gesamt installierte Anlagenleistung Biogas, Leistungsklasse 70/75kW bis 2012 Anlagen ≤ 70 kW, ab 2012 Zubau Güllekleinanlagen in Kategorie ≤ 75kW enthalten. Datengrundlage: Datenbank DBFZ, BMWK 2022 *Prognose DBFZ 2022 und 2023, ©DBFZ 2023

Biogas leistet einen klaren Beitrag zum Emissions-, Natur- und Umweltschutz. Als ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Landwirtschaft kann der Bereich zukünftig eine Vielzahl von ökologischen Systemdienstleistungen in der Landwirtschaft übernehmen. Entscheidend dafür und für die zukünftige Entwicklung des Biogassektors wird jedoch sein, welche Rolle dem Biogas in der endgültigen Fassung der NABIS beigemessen wird (Kornatz et al. 2023). Die NABIS setzt für Biogasanlagen einen klaren Fokus auf Abfälle und Reststoffe. Dementsprechend müssen viele Bestandsbiogasanlagen, die nach NABIS zukunftsfähig sein wollen, Änderungen in ihrer Substratzusammensetzung vornehmen (Kornatz et al. 2023).

Es wird erwartet, dass Biomethan im künftigen Energiesystem weiterhin eine wichtige Rolle spielen bzw. eher an Bedeutung gewinnen wird. Voraussichtlich werden Biogasanlagen vermehrt für die Biomethanaufbereitung umgerüstet, wobei der Zugang zum Gasnetz hier der limitierende Faktor ist (Kornatz et al. 2023).

Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen

Ende 2022 waren in Deutschland ca. 148 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb. In diesen werden organische Abfälle (mit einem organischen Anteil ≥ 90 %, massebezogen) wie getrennt erfasste Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste,

Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle zur Biogasproduktion eingesetzt. 123 dieser Abfallvergärungsanlagen sind dabei in der Vor-Ort-Verstromung, an den übrigen Anlagenstandorten wird das produzierte Biogas zu Biomethan aufbereitet.

In 99 Abfallvergärungsanlagen werden Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung eingesetzt – mit sehr unterschiedlichen Anteilen am Gesamtinput. Im Bereich der Vor-Ort-Verstromung sind dies 86 Anlagen. Auswertungen der Datenbank des DBFZ zeigen, dass dabei rund 71 Anlagen Vergärungsanlagen gemäß § 27a EEG 2012/§ 45 EEG 2014/ § 43 EEG 2017/ EEG 2021 betrieben werden (DBFZ 2023). In den Jahren 2020 bis 2022 gingen insgesamt vier neue Vergärungsanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Betrieb. Drei davon werden auf Basis getrennt gesammelter Bioabfälle (Biotonne und Grünabfälle) betrieben. Eine Verteilung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Deutschland differenziert nach Substratinput (Stand Ende 2021) ist in Abb. 15 dargestellt.

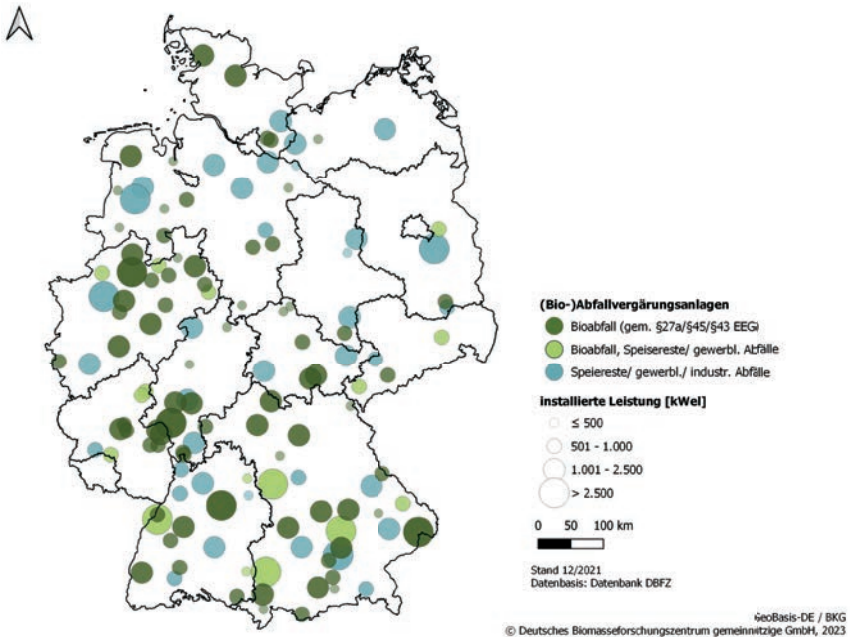


Abb. 15: (Bio-)Abfallvergärungsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput, ©DBFZ

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, davon rund 30 Anlagen im Bereich der Vor-Ort-Verstromung und 10 Anlagen mit zusätzlicher Auf-

bereitung zu Biomethan. Die übrigen Neuanlagen werden auf Basis organischer gewerblicher Abfälle, Abfällen aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstigen organischen Abfällen betrieben. Die durchschnittliche Anlagenleistung der seit 2012 in Betrieb gegangenen Abfallvergärungsanlagen liegt bei rund 960 kW_{el}. 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 2022 waren in Deutschland knapp 60 Vergärungsanlagen mit einer nachgeschalteten Kompostierung in Betrieb.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Vor dem Hintergrund der leider zahlreichen weltweiten Krisen wie dem völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieg auf die Ukraine fällt es schwer, sich der vielfältigen globalen Herausforderungen anzunehmen. 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 nachfolgender Formel funktionieren:

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

Grundvoraussetzung für das angestrebte klimaneutrale Deutschland im Jahr 2045 ist, dass wir unseren Material- und Energieverbrauch erheblich verringern. Dies ist nur mit signifikanten Effizienzsteigerungen und Konsumverzicht zu erreichen. Zentrale weitere Handlungsfelder sind zum einen die Umstellung der Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten, vollständig und in allen Sektoren, auf erneuerbare Energien (EE). Hier sind ein massiver Ausbau und ein optimiertes Zusammenspiel von Wind- und Solarenergie, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft für Strom, Wärme/Kälte und Mobilität erforderlich.

Bioenergie leistet aktuell einen bedeutenden Beitrag zum deutschen Energiemix und der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch lag 2022 bei 9,9 %, während die restlichen erneuerbaren Quellen zusammen nur auf nur 7,3 % kamen. Das heißt der Anteil der Bioenergie bezogen auf die Bereitstellung von Primärenergie durch die EE lag bei 52 %. Trotz des kräftigen Rückgangs des Energieverbrauchs in Deutschland in 2022 konnte der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten deutschen Endenergieverbrauch im vergangenen Jahr nur um 1,2 Prozentpunkte gesteigert werden, auf 20,4 % im Jahr 2022. Biomasse ist mit 52 % aller erneuerbaren Energien auch bezogen auf den Endenergieverbrauch immer noch der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland und in allen Sektoren als Brennstoff zum Heizen, als Biokraftstoff im Verkehr und als Biogas/Biomethan zur Strom- und Wärmeerzeugung gefragt.

Die besondere Stärke der Biomasse als Energieträger liegt in ihrer Fähigkeit, wetterunabhängig, zuverlässig und planbar Energie zu liefern, um stabilere Netze, eine sichere Strom- und Wärmeversorgung und planbare Produktionsprozesse zu ermöglichen. Diese Eigenschaften werden für das künftige Energiesystem noch lange benötigt und spielen eine unterstützende Rolle, insbesondere bei der Sicherung der Energieversorgung zum Ausgleich volatiler Energiequellen. In den letzten Jahren rückt Biomasse verstärkt in den Fokus als wichtiger Kohlenstoffträger, einerseits zur Senkung und Bindung von CO₂-Emissionen, andererseits als der Kohlenstoffträger für die zukünftige Bioökonomie. Dies wird die Nachfrage nach Biomasse und bzw. Bedarf nach einer nachhaltigen Kaskaden- und Koppelnutzung in Zukunft deutlich verstärken.

Aus diesem Grund ist im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung der Auftrag zur Erstellung einer Nationalen Biomassestrategie (NABIS) verankert. Die Entwicklung der NABIS wurde federführend von BMWK, BMEL und BMUV übernommen, mit dem Ziel einer Verabschiedung bis Ende 2023. Vor dem Hintergrund des Klima- und Biodiversitätsschutzes und der Ernährungssicherung zielt die NABIS darauf ab, Biomasseströme gezielt zu lenken, damit diese wertvolle Ressource bestmöglich genutzt wird. Der Einstieg in die angestrebte zirkuläre Bioökonomie kann aber nur gelingen, wenn auch die Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen den notwendigen Stellenwert in der NABIS erhält. Dies betrifft sowohl die stoffliche als auch die energetische Nutzung, und dies sind auch die zentralen Arbeitsschwerpunkte der Kooperation des DBFZ mit dem Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Universität Rostock, die auch in den nächsten Jahren weiter intensiviert werden soll.

Literatur/Quellen

- AGEB (2022a): AG Energiebilanzen legt Bericht für 2022 vor. URL: AG Energiebilanzen legt Bericht für 2022 vor » AG Energiebilanzen e. V. ([ag-energiebilanzen.de](https://www.ag-energiebilanzen.de/)), abgerufen am 04.05.2023.
- AGEB 2023: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, URL: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, abgerufen am 04.05.2023
- AGEE-Stat (2023): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022. Hintergrund // Februar 2023. Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, Umweltbundesamt (Hrsg.), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf, abgerufen am 21.04.2023.
- BMWK Osterpaket (2022): https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=1, abgerufen am 10.05.2023.
- BMWK (2023): URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, abgerufen am 05.05.2023.

- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022. Berlin. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html, abgerufen am 16.05.2023
- Bundesregierung (2023): Klimaschutzgesetz – Generationenvertrag für das Klima. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, abgerufen 05.05.2023.
- Denysenko, V., Rensberg, N., Liebetau, J., Nelles, M., Daniel-Gromke, J. (2019): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas, In Innovationskongress Osnabrück, Mai 2019.
- DBFZ (2023): Datenbank Biogas DBFZ, Auswertungen Stand 03/2023
- FNR (2023): Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch, URL: <https://mediathek.fnr.de/anteil-erneuerbarer-energien-am-endenergieverbrauch-1.html>, abgerufen am 05.05.2023.
- FNR (2023a): Festbrennstoffe – Aufkommen der verwendeten Holzrohstoffe 2020, aus „Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe“, URL: <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe>, abgerufen 05.05.2023.
- FNR (2023b): „Holzverwendung in Großfeuerungsanlagen“, aus „Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe“, URL: <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe>, abgerufen 05.05.2023.
- FNR (2023c): „Holzpelletfeuerungen in Deutschland“, FNR auf Basis von Daten des Deutschen Pelletinstituts, URL: <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe>, abgerufen 05.05.2023.
- FNR (2023d): Holzpellets – Produktion und Verbrauch, FNR auf Basis von Daten des Deutschen Pelletinstituts, URL: <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe>, abgerufen 05.05.2023.
- KBA (2023): Jahresbilanz 2023. Bestandsbarometer. Zahlen, Daten, Fakten. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz_Bestand/fz_b_jahresbilanz_node.html?yearFilter=2023, abgerufen am 02.05.2023.
- Kornatz P., Rensberg N., Bachrmann T., Daniel-Gromke J., Nelles M. (2023): Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung in Deutschland, Tagungsbeitrag Biogasinovationskongress (in print).
- NABIS (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie. URL: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/nationale-biomassestrategie.html>, abgerufen am 05.05.2023.
- Nelles M., Angelova E., Deprie K., Görsch K., Hartmann I., Herklotz B., Kornatz P., Lenz V., Müller-Lange F., Naegeli de Torres F., Schaller S., Narra S., Rensberg N., Thrän D. (2022): Smart Bioenergy – Die Rolle der energetischen Verwertung von biogenen Abfällen und Reststoffen bei der Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft. Im Tagungsband 20. DIALOG Abfallwirtschaft MV am 15. Juni 2022 / 16. Rostocker Bioenergieforum am 16. und 17. Juni 2022. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 110. DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003615.
- Öko-Institut (2010): Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft – Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz. Darmstadt/Heidelberg/Berlin. ISSN 1862-4804.
- Rensberg, N. (2023): Betreiberbefragung DBFZ 2022, Bezugsjahr 2021.

UBA (2023): Erneuerbare Energien in Zahlen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>, abgerufen am 04.05.2023.

UBA (2023a): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022. Hintergrund // Februar 2023. Herausgeber: Umweltbundesamt. ISSN 2363-829X.

UBA (2023b): Verkehrsinfrastruktur und Fahrzeugbestand, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeugbestand#lange-der-verkehrswege>, abgerufen am 02.05.2023.

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-qualitaet-ist-voraussetzung-fur-eine-hochwertige-verwertung>, abgerufen am 13.05.2022.

Kontakt

Prof. Dr. mont. Michael Nelles, Wiss. Geschäftsführer

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig.

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

🌐 www.dbfz.de

und

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

🌐 <https://www.auf.uni-rostock.de/professuren/a-g/aw/>

Wasserstoff aus bzw. mit Biomasse – sinnvolle Optionen und fragwürdige Ansätze

Zusammenfassung: Für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft kann Wasserstoff aus Biomasse in begrenztem Umfang einen nachhaltigen Beitrag leisten. Er bietet insbesondere im dezentralen Kontext ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten, z.B. für eine kommunale Wasserstoffnutzung im Verkehr. Bei derartigen Anwendungen sollte jedoch immer geprüft werden, inwiefern alternative, teilweise flächeneffizientere Optionen, z.B. die Stromerzeugung mittels Photovoltaik und die Nutzung batterieelektrischer Fahrzeuge, eine Rolle spielen können. Zur Erzeugung von Biowasserstoff sollten in jedem Fall hauptsächlich Rest- und Abfallstoffe zum Einsatz kommen. Biowasserstoff wird absehbar keine Option sein, die ähnlich dem Biomethan in das Gasnetz eingespeist wird. Im Fokus sollte vielmehr die direkte Anwendung von Biomasse stehen, da die Ressource Biomasse eine wertvolle erneuerbare Kohlenstoffquelle ist. Zusätzlich sollten Gesamtkonzepte verfolgt werden, in welchen Biowasserstoff ein Nebenprodukt sein kann oder Biomasse und grünem Wasserstoff aus Elektrolyse zu Folgeprodukten verarbeitet wird.

Abstract: Hydrogen from biomass can make a sustainable contribution to the development of a hydrogen economy to a limited extent. It offers supplementary value creation opportunities, especially in a decentralized context; e.g. for municipal hydrogen use in transport. However, for such applications it should always be examined to what extent alternative, partly more land-efficient options can be used, e.g. electric power generation by photovoltaics and the use of battery electric vehicles. In any case, mainly residues and waste materials should be used for the production of biohydrogen. Biohydrogen will foreseeably not be an option to be fed into the gas grid similar to biomethane. The focus should rather be on the direct application of biomass, as the resource biomass is a valuable renewable carbon source. In addition, overall concepts should be pursued in which biohydrogen can be a by-product or biomass and green hydrogen from electrolysis are processed into further products.

1 Hintergrund

Aufgrund seiner vermeintlich klimagasneutralen Emissionen bei seiner Nutzung wird Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende und für den Klimaschutz gesehen. Klimafreundlich hergestellt, soll Wasserstoff absehbar vor allem dort CO₂-Emissionen reduzieren, wo Energieeffizienz und der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom nur bedingt ausreichen bzw. nicht möglich sind, d.h. insbesondere in der Industrie und im Verkehr. Das Interesse der Politik und der Wirtschaft an Wasserstoff und Folgeprodukten ist daher nicht nur in Deutschland, sondern auch international groß und entsprechend in Strategien (u.a. Nationale Wasserstoffstrategie, kurz NWS, und deren Fortschreibung & Europäische Wasserstoffstrategie) und Regularien verortet.

Bis 2030 sehen einige Szenarien für Deutschland einen Mehrbedarf an maßgeblich grünem Wasserstoff und Folgeprodukten von ca. 46 bis 65 TWh. Dieser ist vergleichbar mit der derzeit konventionell hergestellten Menge an Wasserstoff (ca. 57 TWh). Die NWS erwartet einen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh für vielfältige Anwendungen und davon sollen ca. 14 TWh aus Deutschland kommen. Hierbei liegt ein Fokus auf grünem Wasserstoff aus Elektrolyse, wofür laut Entwurf der NWS-Fortschreibung 10 GW Elektrolyseurleistung bis 2030 installiert werden sollen.

Welche Rolle darüber hinaus Wasserstoff aus Biomasse einnehmen kann, wird nach wie vor kontrovers diskutiert. Während auf EU-Ebene für erneuerbaren Wasserstoff auch Biomasse adressiert wird, legt die deutsche NWS einen klaren Schwerpunkt auf Wasserstoff aus der Elektrolyse. Biomasse wird randständig über die Einbindung von Wasserstoff für fortschrittliche Biokraftstoffe diskutiert bzw. über biobasierte Verfahren.

Der nachfolgende Beitrag basiert im Wesentlichen auf dem gemeinsam von DBFZ und dena erstellten umfangreichen Report „Wasserstoff aus Biomasse“ [Dögnitz 2022] und gibt auszugsweise einen Einblick auf technologische und wettbewerbliche Aspekte für Biowasserstoff im deutschen Kontext. Darüber hinaus leistet der Beitrag einen übersichtsartigen, flächenbezogenen Vergleich zur Erzeugung von Biowasserstoff und anderen Kraftstoff- bzw. Energiespeicheroptionen im internationalen Kontext am Beispiel von Indien.

2 Technologische Aspekte

Eine vereinfachte Übersicht der Bereitstellungsrouten von Wasserstoff aus biobasierten organischen und anorganischen Ressourcen zeigt Abb. 1 (ausgegraute Prozessrouten zur Veranschaulichung der breiten Verfahrenspalette; gestrichelte Pfeile als Ausgangsstoffe für spezifische Prozessausführungen).

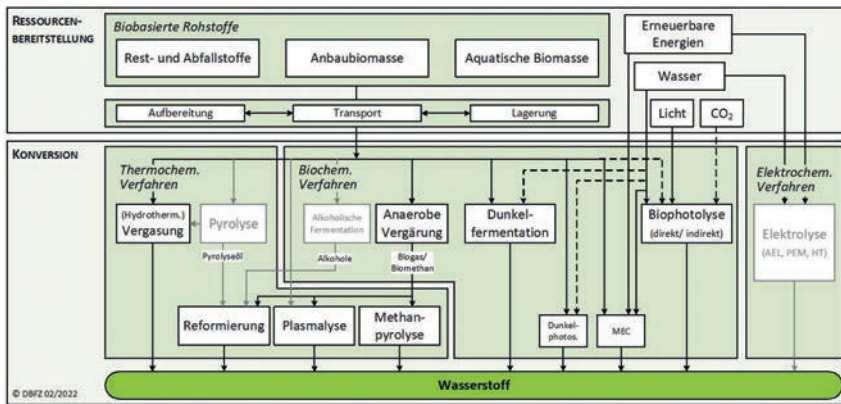


Abb. 1: Bereitstellungsrouten von Wasserstoff aus Biomasse [Dögnitz 2022]

Details zu den jeweiligen Bereitstellungsrouten können den umfangreichen Technologiesteckbriefen in [Dögnitz 2022] entnommen werden; gleiches gilt für mögliche Optionen in der Weiterverarbeitung von Biomasse und grünem Wasserstoff zu Folgeprodukten. Für die Umsetzung der jeweiligen spezifischen Konversionsrouten inkl. des jeweiligen Rohstoffs sowie Aufbereitung des Wasserstoffs ist die spezifische Anwendung des Wasserstoffs entscheidend. So ist – ungeachtet der auch hier wichtigen Technologieoffenheit beispielsweise die reine thermische Verwertung von aus Biogas erzeugtem Wasserstoff mitunter wenig zielführend. Hingegen kann beispielsweise eine vollständige Verwertung von Synthesegas aus der thermochemischen Vergasung aus energetischen Gründen sinnvoller sein als die Separation einer hochreinen Wasserstofffraktion. [Dögnitz 2022]

Einen Vergleich der möglichen Biowasserstoffrouten in Bezug auf den technischen Entwicklungsstand (Technology Readiness Level, kurz TRL) inklusive der erwarteten Anwendung und beispielhaften Akteure zeigt Abb. 2.

Technologie		TRL	Anwendung	Akteure
Methan-	(Dampf-) Reformierung	8	Mittraffination in Erdgasreformierung denkbar	HydroGIn, WS Reformer GmbH
Biogas-		6-8	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	BTX energy GmbH, BioROBURplus, WS Reformer GmbH
	Methanplasmalyse	6-8	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, keine prozessbedingten CO ₂ -Emissionen, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	Graforce GmbH, HiiROC Ltd., TUM, Monolith Materials
	Methanpyrolyse	3-4		Konsortien um KIT, BASF und NTNU; Hazer Group Ltd.; C-Zero
Thermochemische	Vergasung	5-7	Flexibel in der Wahl der Einsatzstoffe, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	KIT, Concord Blue Energie GmbH, Japan Blue Energy/Ways2Hy, Holzner Druckbehälter GmbH, BTX energy GmbH
Hydrothermale		4-5	Verwendung feuchter bis nasser Biomasse, dezentrale Lösungen anzustreben, hoher Produktgasdruck verringert Gasaufbereitungsaufwand	KIT, SCW Systems, TreaTech SARL/PSI
	Dunkelfermentation	4-5	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, wenig Störstoffe im Produktgas, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	Fraunhofer IFF
	Biophotolyse	3-4	Kopplung mit Dunkelfermentation denkbar, Anwendungsbereiche noch nicht absehbar	UFZ
	Mikrobielle Elektrolyse	3-4	Nutzung von org. Substanzen aus Abwasserströmen denkbar, geringerer Energiebedarf als herkömmliche Elektrolyse	Universität Bremen
	Dunkel-Photosynthese	2-3	Potential für Spezialanwendungen ohne produktionsseitige Beleuchtungsnotwendigkeit	Universität Stuttgart

Forschung			Demonstration					Kommerzialisierung		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Abb. 2: Gegenüberstellung von Technologien zur Biowasserstoffproduktion [Dögnitz 2022]

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass vielfältige Optionen zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse existieren, die grundlegend in thermochemische und biotechnologische Verfahren untergliedert werden können. Erste dezentrale respektive kleinskalige Anlagen auf der Basis der Biomethan- und Biogas-Reformierung und Methanplasmalyse sind in der Realisierung. Erfahrungen im kommerziellen Betrieb stehen aber bislang aus. Kurzfristig umsetzen ließe sich die (bilanzielle) Mitraffination von Biomethan aus dem Erdgasnetz in der klassischen kommerziell etablierten Dampfreformierung in großskaligen Anlagen, was jedoch systemisch wenig zielführend erscheint. Eher mit dem Ziel Wasserstoff als Nebenprodukt bzw. Synthesegaskomponente zu produzieren werden forschungs- und entwicklungsseitig Vorhaben auf der Basis der thermochemischen Vergasung sowie biotechnologischen Dunkelfermentation verfolgt. Zu ergänzen ist, dass sich Verfahren, bei denen prozessbedingt CO₂ oder Kohlenstoff anfällt (z.B. thermochemische Verfahren) zur Weiterentwicklung zu sog. Carbon-Capture-Storage/Use-Konzepten eignen, wobei das CO₂ oder der Kohlenstoff abgetrennt und gespeichert respektive in weitere Nutzung gebracht werden kann. [Dögnitz 2022] [H2BW 2022]

3 Wettbewerbliche Aspekte

Ob Wasserstoff aus Biomasse erfolgreich in der Praxis zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Wettbewerb zu anderen erneuerbaren Optionen für die jeweilige Anwendung beitragen kann, hängt von vielerlei Faktoren ab. Stellvertretend wird nachfolgend auf die Produktionskosten und Treibhausgasminderungen eingegangen.

Basierend auf Literaturdaten, ergeben sich abhängig vom Entwicklungsstand der Technologien für Biowasserstoff, jeweils standortspezifisch umgesetzten Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kostenparametern (Bezug auf Investitionen bzw. capital expenditures, kurz CAPEX, auf den Anlagenbetrieb bzw. operational expenditures, kurz OPEX) sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung teils sehr große Bandbreiten, wie Tab. 1 zeigt.

Tab. 1: Übersicht Gestehungskosten von Biowasserstoff und Elektrolysewasserstoff [Dögnitz 2022]

Edukt	Prozess	Minimum in EUR ₂₀₂₀ /GJ	Maximum in EUR ₂₀₂₀ /GJ	Mittelwert EUR ₂₀₂₀ /GJ (EUR/kg; EUR/kWh)
Biogas	Dampfreformierung	15,8	68,7	40,4 (4,8; 0,15)
Lignocellulose	Vergasung	41,7	92,7	62,2 (7,5; 0,22)
Lignocellulose	Fermentation	392,6	392,6	392,6 (47,1; 1,41)
Elektrolyse	PEM	12,4	65,73	38,4 (4,6; 0,14)
Elektrolyse	AEL	19,4	77,4	48,5 (5,8; 0,17)

Zusätzlich zu den Produktionskosten sind immer auch die Distributionskosten des Wasserstoffs von der Produktionsanlage zur Anwendung zu berücksichtigen, die wiederum stark von den örtlichen Gegebenheiten und der Art des Distributions- und Transportweges einschließlich der damit einhergehenden Konditionierung des Wasserstoffs (z.B. Komprimierung oder Verflüssigung) abhängen. [H2BW 2022]

Die Preisentwicklung für Wasserstoff erfolgt ebenso volatil wie von anderen Produkten bekannt ist. Eine aktuelle Übersicht bietet [E-bridge 2023], wonach grüner Wasserstoff aus Elektrolyse ein Preisniveau im Mittel für 2021/2022 von 5,26 bis 11,93 EUR/kg aufzeigt. Der festgelegte Tankstellenpreis für Wasserstoff wurde zuletzt auf 12,85 EUR/kg (brutto, 350 bar) bzw. 18,85 EUR/kg (700 bar) angehoben.

Eine Übersicht möglicher Treibhausgasemissionen für Wasserstoff aus Elektrolyse, der Dampfpreformierung von Erdgas, Biomethan und Biogas zeigt Abb. 3. Aus dem Vergleich wird deutlich, dass eine hohe Spannweite an Treibhausgasemissionen gegeben ist, so dass pauschal keines der Verfahren eine Vorteilhaftigkeit aufweist. Vergleichsweise geringe Treibhausgasemissionen werden bei der Dampfpreformierung von Biomethan aus Gülle aufgrund von Güllegutschriften erzielt, die bilanziell zu negativen Emissionen führen. Die Dampfpreformierung bietet mit der Freisetzung von CO₂ prozessbedingt über die Abscheidung und Speicherung oder dauerhafte Nutzung von CO₂) zudem die Chance für CCS/CCU (Carbon capture storage/use) mit entsprechender Reduzierung der Emissionen.

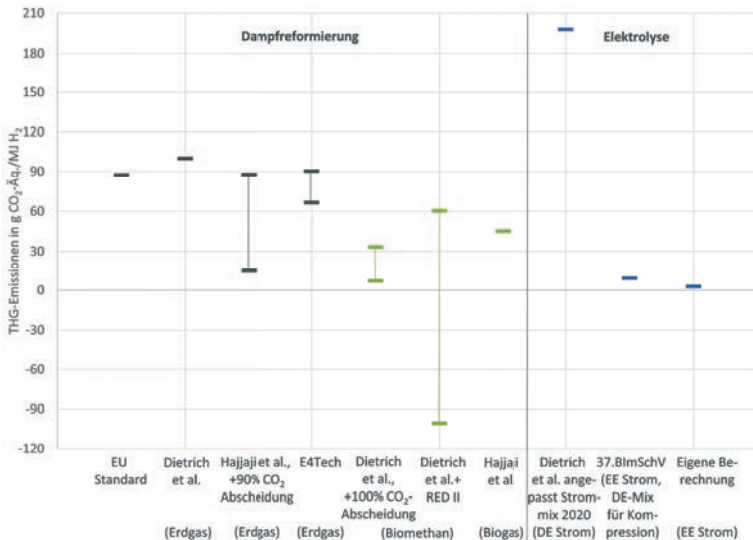


Abb. 3: Treibhausgasemissionen verschiedener Bereitstellungsrouten für Wasserstoff im Überblick [Dögnitz 2022]

Wesentliche Einflussgröße ist auch hier die Mobilisierung der erforderlichen biogenen Ressourcen. Die für eine Produktion von Biowasserstoff in Deutschland mobilisierbaren Potenziale an biogenen Reststoffen können in Abhängigkeit vom Mobilisierungsgrad in unterschiedlichem Maße zur Deckung der anvisierten Inlandsproduktion gemäß NWS in 2030 von 14 TWh beitragen. Jedoch ergeben sich regional große Unterschiede hinsichtlich der Verfügbarkeit von Biomasse sowie der Verteilung der bestehenden Bioenergieanlageninfrastruktur. Zudem sind weite Teile der nationalen Rest- und Abfallstoffe bereits in Nutzung. Folglich ist nur verbleibende mobilisierbare Potenzial zur Verwendung in vielfältigen Biomasseanwendungen verfügbar.

Derzeit in Realisierung befindliche Praxisvorhaben zu Biowasserstoff in Deutschland nutzen die sich aus der sog. aktuellen Treibhausminderungsquote ergebenden Randbedingungen, wonach Biowasserstoff im Sinne eines fortschrittlichen Biokraftstoffs angerechnet werden kann. Nähere Betrachtungen hierzu erhält ebenso [Dögnitz 2022].

4 Flächenbezogene Aspekte der Erzeugung von (Bio)wasserstoff als Kraftstoff im internationalen Kontext

Aus Gründen der Nachhaltigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit sollten hauptsächlich biogene Rest- und Abfallstoffe zur Erzeugung von Biowasserstoff als Kraftstoff eingesetzt werden. Nichtsdestotrotz lässt sich – gerade bei landwirtschaftlichen Reststoffen – ein Flächenbezug zur Erzeugung der notwendigen Biomasse herstellen. In derartigen Fällen bietet sich immer eine Analyse alternativer Kraftstoffherstellungsoptionen auf der gleichen Fläche an. Vor diesem Hintergrund wurde im internationalen Kontext am Beispiel von Indien eine vergleichende Analyse der flächenbezogenen Reichweite (km/ha) unterschiedlicher Kraftstoffoptionen angestrebt. Hierbei wurden unterschiedliche Szenarien erstellt, welche einen Vergleich der Flächennutzung unter Berücksichtigung von zwei repräsentativen Anbaubiomassen (Weizen und Zuckerrohr) bzw. deren Reststoffen (Weizenstroh und Bagasse) mit der alternativen Flächennutzung durch Photovoltaik (PV) und Agrophotovoltaik (Agro-PV) ermöglichen. Als Kraftstoffoptionen wurden u.a.:

- Wasserstoff aus Weizenrog und Bagasse,
- Wasserstoff aus Elektrolyse mittel PV und Agro-PV,
- Ethanol aus den Reststoffen Weizenstroh und Bagasse,
- Strom zur Nutzung in batterieelektrischen Fahrzeugen

betrachtet. Der Fokus der Flächennutzung lag dabei aber immer auf dem Anbau von Weizen oder Zuckerrohr für die Ernährung.

Tab. 2 zeigt exemplarisch Teilergebnisse der Analyse, ausgedrückt als Reichweite in km/ha für die genannten Kraftstoffoptionen. Die Ergebnisse der Analyse zeigen einen klaren Reichweitenvorteil für die Erzeugung von Strom mittels Agro-PV und Nutzung in batterieelektrischen Fahrzeugen, gefolgt von der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse und Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen. Biowasserstoff aus Weizenstroh spielt mit einer Reichweite von 13.000-19.000 km/ha nur eine untergeordnete Rolle. Der Vergleich zur Erzeugung von Ethanol aus Weizenstroh zeigt, dass durch die Erzeugung und Nutzung von Biowasserstoff anstelle von Ethanol eine Erhöhung der Reichweite um 8.750-14.750 km/ha ermöglicht.

*Tab. 2: Flächenbezogener Vergleich unterschiedlicher Kraftstoffoptionen am Beispiel von Indien, alle Szenarien berücksichtigen einen Biomasseanbau auf der Fläche.
Eigene Berechnungen, DBFZ 2023*

Kraftstoff	Technologie der Kraftstoffherzeugung	Fahrzeugtyp	Reichweite in km /ha
Ethanol aus Weizenstroh ¹	Fermentation mit anschließender Rektifikation	Verbrennungsmotor	4.250
Ethanol aus Bagasse ¹	Fermentation mit anschließender Rektifikation	Verbrennungsmotor	42.800
Biowasserstoff aus Weizenstroh ¹	Thermochemische Umwandlung	Brennstoffzellenfahrzeug	13.000 – 19.000
Wasserstoff aus Agro-PV	Elektrolyse	Brennstoffzellenfahrzeug	500.000 – 1.250.000
Strom aus Agro-PV	nur Stromerzeugung	Batterieelektrisches Fahrzeug	2.000.000 – 3.750.000

¹...Flächennutzung ausschließlich für den Biomasseanbau

Zur Einordnung der Ergebnisse muss allerdings klar herausgestellt werden, dass ein reiner Vergleich der flächenbezogenen Reichweite der unterschiedlichen Kraftstoffoptionen keine umfassende Analyse der Flächennutzungsoptionen darstellt, da jede Flächennutzung unterschiedliche Nebeneffekte bzw. Nebenprodukte zur Folge hat. Dies wird exemplarisch in Abb. 4 am Beispiel der Flächennutzung mittels Biomasseanbau und Agro-PV zur Erzeugung von Wasserstoff aus Elektrolyse und Ethanol aus Stroh oder Bagasse in Indien gezeigt.

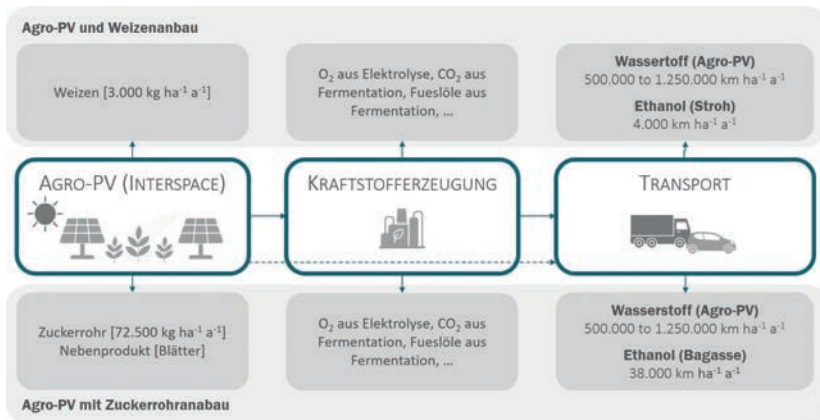


Abb. 4: Flächenenerträge für Weizen und Zuckerrohr sowie flächenbezogene Reichweite bei der Nutzung von 1.) Agro-PV Systemen zur Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und 2.) Ethanol aus Weizenstroh oder Bagasse am Beispiel von Indien. © DBFZ 2023

Dass die flächenbezogene Kilometerleistung nur eines von vielen Referenzkriterien ist wird umso deutlicher, wenn man weitere sekundäre Effekte wie z. B.:

- die Umwandlung von Land (z. B. Infrastruktur für Wasserstoff- und Stromspeicherung und -transport),
- mögliche Umweltauswirkungen (z.B. Wasserbedarf für die Elektrolyse, Bedarf an seltenen Erden für die Elektromobilität), sowie
- die vollständige Verwertung von Nebenprodukten

berücksichtigt. Bei Kraftstoffpfaden, welche Elektromobilität einschließen, ist die Frage der Stromspeicherung, des Transports und der Verteilung nicht zu unterschätzen, da sie mit hohen Zusatzkosten verbunden sind. Das Gleiche gilt für die Wasserstoffherzeugung und die Verwendung als Kraftstoff. Schlussendlich muss der erzeugte Kraftstoff den Anforderungen der in Indien vorherrschenden Verkehrsmittel entsprechen.

5 Ausblick

Wie die Ausführungen in den Abschnitten 1 bis 4 zeigen, gibt zahlreiche technologische Optionen zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse, wobei sich erste dezentrale, kleine Anlagen auf der Basis der Biomethan- und Biogas-Reformierung und Methanplasmalyse in der Realisierung befinden, um dann Praxiserfahrungen (im kommerziellen Betrieb) zu sammeln. Kurzfristig umsetzen ließe sich die (bilanzielle) Mitraffination von Biomethan aus dem Erdgasnetz in der klassischen kommerziell etablierten Dampfreformierung in großskaligen Anlagen, was jedoch systemisch wenig zielführend erscheint. Sinnvoller wäre es, Wasserstoff als Nebenprodukt bzw. Synthesegaskomponente zu produzieren und auch hierzu werden derzeit F&E-Vorhaben auf der

Basis der thermochemischen Vergasung sowie biotechnologischen Dunkelfermentation verfolgt. Anzumerken ist, dass sich Verfahren, bei denen prozessbedingt CO₂ oder Kohlenstoff anfällt zur Weiterentwicklung zu sog. Carbon-Capture-Storage/Use-Konzepten (CCS/CCU) eignen, wodurch sich weitere Synergien erschließen lassen. Aus Gründen der Nachhaltigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit sollten hauptsächlich biogene Rest- und Abfallstoffe zur Erzeugung von Biowasserstoff als Kraftstoff eingesetzt werden, die aber auch nur begrenzt zur Verfügung stehen.

Ob Wasserstoff aus Biomasse erfolgreich in der Praxis zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Wettbewerb zu anderen erneuerbaren Optionen für die jeweilige Anwendung beitragen kann, hängt von vielen Faktoren ab. Wie schon die Ausführungen zu den Produktionskosten und Treibhausgasminderungen zeigen, sind die erfolgversprechenden Ansätze eher übersichtlich. Relativ geringe Treibhausgasemissionen werden z.B. bei der Dampfreformierung von Biomethan aus Gülle aufgrund von Güllegutschriften erzielt, die bilanziell zu negativen Emissionen führen. Die Dampfreformierung bietet mit der Freisetzung von CO₂ prozessbedingt zudem die Chance für CCS/CCU mit entsprechender Reduzierung der Emissionen.

Literatur/Quellen

Hinweis: weite Teile dieses Manuskript sind folgenden unter Federführung respektive Mitwirkung des DBFZ entstandenen Referenzen entnommen:

- [Dögnitz 2022] Dögnitz, N.; Hauschild, S.; Cyffka, K.-F.; Meisel, K.; Dietrich, S.; Müller-Langer, F.; Majer, S.; Kretschmar, J.; Schmidt, C.; Reinholz, T.; Gramann, J. (2022). Wasserstoff aus Biomasse: Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft. (DBFZ Report, 46). Leipzig: DBFZ. III, 4-147 S. ISBN: 978-3-946629-88-7
- [H2BW 2022] Patrick Wolf, Marcel Klingler, Maike Schmidt, Stephanie Hauschild, Franziska Müller-Langer, Niels Dögnitz, Kathleen Meisel, Karl Friedrich Cyffka (2022). Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg. Kurzanalyse der Technologieoptionen und Potenziale. URL: https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/H2BWissen_Wasserstoffbereitstellung_aus_Biomasse_in_BW.pdf
- [E-bridge 2023] E-bridge (2023). Hydrogen barometer - Independent assessment of the hydrogen economy in Germany URL: https://e-bridge.com/wp-content/uploads/2023/05/E-Bridge_H2-Barometer_Issue-1_2023_sent.pdf

Kontakt

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer, Bereichsleiterin Bioraffinerien

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434 423 | ✉ franziska.mueller-langer@dbfz.de |
🌐 www.dbfz.de

Grüner Wasserstoff aus Biomasse – Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen

Zusammenfassung: Wasserstoff gilt, aufgrund seiner Vielseitigkeit als Energieträger der Zukunft. Der Ausbau von Wasserstoffnetzen sowie dessen Herstellung soll verstärkt gefördert werden. Hierzu wurde bereits im Jahr 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, die fortgeschrieben wird. Der Ausbau von Wasserstoff in Deutschland verzögerte sich jedoch bislang aufgrund von „Definitionsschwierigkeiten“. Es war bis zum Erlass des delegierten Rechtsaktes der EU-Kommission im Februar 2023 für Investoren unsicher, ob ihr Projekt von einer Förderung profitieren kann. Hierfür bedurfte es zunächst der rechtlichen Einordnung des Begriffes „Wasserstoff“. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist Wasserstoff als Biogas einzuordnen. Als solches besteht nach der Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) die Pflicht zum vorrangigen Netzanschluss des Netzbetreibers. Die GasNZV stellt dabei bestimmte Qualitätsanforderungen an Biogas, welches in ein Netz eingespeist wird. Derzeit besteht jedoch noch kein eigenständiges Wasserstoffnetz. Eine Rechtsgrundlage für die Beimischung von Wasserstoff ins bestehende Gasnetz besteht bisher nicht. Der Beitrag zeigt auf, welche rechtlichen Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffherstellung in dem Spannungsfeld zwischen Wasserstoffausbau und „nachhängendem“ Recht derzeit bestehen.

Abstract: Due to its versatility, hydrogen is regarded as the energy carrier of the future. The expansion of hydrogen networks and its production are to be increasingly promoted. To this end, a national hydrogen strategy was adopted in 2020 and is currently being updated. However, the expansion of hydrogen in Germany has so far been delayed due to "definitional difficulties". Until the EU Commission issued its delegated act in February 2023, it was uncertain for investors whether their project could benefit from funding. This first required the legal classification of the term "hydrogen". According to the EnWG, hydrogen is to be classified as biogas. As such, according to the GasNZV, there is an obligation for the network operator to provide priority network connection. The GasNZV imposes certain quality requirements on biogas that is fed into a network. At present, however, there is no independent hydrogen network. A legal basis for the admixture of hydrogen into the existing gas network does not exist yet. The article shows which legal framework conditions for hydrogen production currently exist in the area of tension between hydrogen expansion and "lagging" law.

1 Einleitung

Im Jahr 2020 beschloss die Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie. Wasserstoff soll damit marktfähig gemacht werden. Dies beinhaltet die industrielle Produktion von Wasserstoff, die Transportfähigkeit sowie die Nutzbarkeit. Erforderlich ist der Ausbau von Wasserstoff, um die Pariser Klimaschutz-Ziele erreichen zu können. Er soll vor allem in den Bereichen zum Einsatz kommen, in denen große Mengen an Treibhausgasen verursacht werden.

2 Rechtliche Einordnung von Wasserstoff

2.1 Grüner Wasserstoff – Was ist das?

Wasserstoff ist „bunt“. Je nach Art seiner Herstellung beziehungsweise seines Ursprungs trägt – das eigentlich farblose Gas – verschiedene Farben in seinem Namen. Neben grauem und blauen ist die Rede von türkisfarbenem und grünem Wasserstoff. Die Art der Herstellung welche als CO₂-frei gilt, mithin als „grün“, soll ausgebaut werden. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt. Für das Verfahren wird Strom aus erneuerbaren Energiequellen verwendet.

In der ersten Phase der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie sollte bis zum Jahr 2023 bereits eine Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Nutzung vor Ort aufgebaut werden. Aufgrund von „Definitionsschwierigkeiten“ wurde dieses Ziel jedoch verfehlt.

Derzeit ist die Umsetzung von Wasserstoffprojekten ohne Förderung unrentabel. Hierzu muss jedoch vorab geklärt sein, ob der Wasserstoff, der hergestellt werden soll, auch förderfähig ist. Gefördert werden soll „Grüner Wasserstoff“. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) enthält in § 3 Nr. 27a EEG 2023 hierzu folgende Definition:

„Grüner Wasserstoff“ Wasserstoff, der nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann,“

§ 93 EEG 2023 ermächtigt die Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung, die die Herstellung von Grünem Wasserstoff regelt. Eine solche Regelung wurde nunmehr in § 26 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) aufgenommen. Diese Regelung beinhaltet jedoch lediglich die Verweisung auf § 93 EEG 2023.

„§ 26 Anforderungen an Grünem Wasserstoff

Die Anforderungen an Grünem Wasserstoff werden in einer Rechtsverordnung nach § 93 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes festgelegt.“

Die Regelung erfüllt lediglich die Funktion eines „Platzhalters“ ohne eigene Aussagekraft. Hintergrund ist, dass neben einem nationalen Wasserstoffmarkt ein europäischer Wasserstoffmarkt aufgebaut werden soll. Hierzu ist es erforderlich, dass der nationale Begriff von „Grünem Wasserstoff“ identisch mit dem europäischen Begriffsverständnis ist.

2.2 Europäischer Wasserstoffbegriff

Zur Klärung des europäischen Begriffs von Wasserstoff ist die Erneuerbare-Energie-Richtlinie II, die sog. Renewable Energy Directive (RED II) heranzuziehen. Diese Richtlinie ist der wesentliche Sekundärrechtsakt zur Förderung von erneuerbaren Energien innerhalb der Europäischen Union.

Die RED II regelt unter anderem den Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor. Diese erneuerbaren Kraftstoffe werden als Renewable Fuels of Non-Biological Origin – kurz RFNOBOs bezeichnet. Für die Herstellung dieser RFNOBOs stellt Art. 27 RED II bestimmte Anforderungen. Der Kommission oblag es diese bis zum 31.12.2021 in einem delegierten Rechtsakt auszugestalten. Ein erster Entwurf hierfür sah vor, dass als Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen – mithin Grüner Wasserstoff – nur Wasserstoff gelten soll, der ausschließlich aus anderen erneuerbaren Energien als Biomasse gewonnen werden soll. Es wurde befürchtet, dass aufgrund dieser Definition, Biomasse von der Erzeugung von grünem Wasserstoff ausgeschlossen wird.

Durch Erlass des delegierten Rechtsaktes im Februar 2023 wurde zwar bestätigt, dass Biomasse-Anlagen nach dem delegierten Rechtsakt nicht als Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom gelten, eine Definition des Begriffs Wasserstoff wurde jedoch nicht in den Rechtsakt aufgenommen.

- Vgl. Delegierte Verordnung vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, C(2023) 1087-

Aufgrund der europäischen Regelungen ist eine Erzeugung von RFNOBOs durch in Biogasanlagen gewonnenen Strom ausgeschlossen. Grundsätzlich gilt jedoch nach Art. 2 Nr. 1 RED II Strom, der aus Biomasse oder Biogas gewonnen wird als Energie aus erneuerbaren Quellen.

Es bleibt abzuwarten, welche Regelungen in einer nun zu erlassenden Verordnung nach § 93 EEG 2023 getroffen werden und ob die Herstellung von Wasserstoff sogar gänzlich für Biomasse-Anlagen ausgeschlossen wird oder ob lediglich der in Biomasse-Anlagen erzeugte Strom nicht zur Herstellung von RFNOBOs verwendet werden soll.

2.3 Einordnung von Wasserstoff

Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird, ist rein chemisch betrachtet ein Gas. Welches Gas – insbesondere die Einordnung als Biogas – hat Relevanz für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzanschlussverordnung GasNZV).

Gemäß § 1 der GasNZV regelt diese *die Bedingungen, zu denen die Netzbetreiber den Netzzugangsberechtigten (§ 20 Abs. 1 EnWG) Zugang zu ihren Leitungsnetzen gewähren, einschließlich der Einspeisung von Biogas sowie den Anschluss von Biogasanlagen an die Leitungsnetze, die Bedingungen für eine effiziente Kapazitätsausnutzung mit dem Ziel, den Netzzugangsberechtigten diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren*. Mithin ist Netzzugangsberechtigten bei Einspeisung von Biogas privilegiert Zugang zu den Gasversorgungsnetzen zu gewähren. Fraglich ist demnach, ob Wasserstoff nach derzeit geltender Rechtsauffassung Biogas im Sinne der Verordnung ist.

Der Begriff Gas ist in § 3 Nr. 19a Var. 4 EnWG legaldefiniert. § 3 Nr. 19a Var. 4 EnWG bezeichnet Gas als

„Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.“

Wasserstoff kann folglich ein Gas sein, wenn dieser durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird.

Nach dieser Definition ist Wasserstoff jedoch nicht mit Biogas gleich zu setzen. Dies liegt in seiner Herstellungsart begründet, sodass ausschließlich Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, zugleich auch Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10f Var. 5 EnWG ist. Als solches besteht eine Netzanschlusspflicht nach § 33 GasNZV.

3 Netzzugang

Der Zugang zu den Gasnetzen ist in der GasNZV gesondert geregelt. Nach § 33 GasNZV ist der Netzbetreiber zum vorrangigen Netzanschluss verpflichtet. Anschlussnehmer kann dabei jede juristische oder natürliche Person sein, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber einer Anlage mit dieser, Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c des EnWG auf Erdgasqualität aufbereitet.

Die Kosten des Netzanschlusses sind gemäß § 33 GasNZV zu 75 Prozent vom Netzbetreiber zu tragen. Die verbleibenden 25 Prozent hat der Anschlussnehmer selbst zu tragen. Der Eigenanteil des Anschlussnehmers ist dabei entsprechend § 33 Abs. 1 S. 3 GasNZV bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungs-

leitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer auf höchstens 250.000 Euro begrenzt. Entstehen Mehrkosten aufgrund einer Verbindungsleitung, die 10 Kilometer Länge überschreitet, sind diese vom Anschlussnehmer zu tragen.

Die Verfügbarkeit des Netzanschlusses ist seitens des Netzbetreibers dauerhaft sicherzustellen. Das Kriterium „dauerhaft“ bedeutet dabei, dass dieser zu mindestens 96 Prozent sichergestellt wird. Der Netzbetreiber ist zudem für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich.

Im Verantwortungsbereich des Einspeisers, mithin Anschlussnehmers, liegt die Einhaltung der Qualitätsanforderungen nach § 36 GasNZV von Biogas. Bei Einspeisung in das Gasnetz ist sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) entspricht. Die Qualität des Gases am Ausspeisepunkt ist hiervon nicht umfasst. Diese ist vom Netzbetreiber sicherzustellen.

Über die in der Verordnung geregelten Verpflichtungen hinausgehend, können weitere vertragliche Vereinbarungen zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber getroffen werden.

4 Entgelt

Wie die Einleitung von Wasserstoff in ein Gasnetz zu vergüten ist, ist derzeit noch nicht gesetzlich geregelt. Es mangelt bereits an einem eigenständigen Wasserstoffnetz. Dieses befindet sich erst noch im Aufbau. Die bereits bestehenden (privaten) Leitungen sind nicht als öffentliches Netz anzusehen.

Eine generelle Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz scheitert bereits an einer rechtlichen Grundlage. Zulässig und vergütungsfähig ist derzeit lediglich die Beimischung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in geringen Mengen.

5 Ausblick

Das voranstehend Ausgeführte bezieht sich auf dem Rechtsstand April 2023. Wie aber bereits ausgeführt, sind aufgrund des erheblichen Einflusses europäischer Vorgaben einige ungeklärte Rechtsfragen, die sich maßgeblich auf die Entwicklung von Grünem Wasserstoff aus Biomasse auswirken könnten.

Mithin wird abzuwarten sein, ob und wie die Entwicklungen voranschreiten und welche Neuerungen bereits zum 17. Bioenergieforum bekannt sein werden.

Kontakt



Prof. Dr. Martin Maslaton, Rechtsanwalt

Rechtsanwaltsgesellschaft mbH
Holbeinstraße 24, 04229 Leipzig

☎ +49 (0)341.149500 | ✉ leipzig@maslaton.de | 🌐 www.maslaton.de

Nachhaltige Bioenergie in der Wärmewende, aber wie?

Zusammenfassung: Spätestens 2045 will Deutschland klimaneutral sein – ausgehend von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von bisher 17,2 % im Jahr 2022 [AGEEstat, 2023a] und fossiler Kohlenstoffverbräuche für die chemische Industrie von allein 13 Mio. t Rohbenzin (Naphta) im Jahr 2019 [Fröndhoff, 2023]. Während für den Stromverbrauch eine konkrete Idee für die Transformation besteht, ist gerade der Wärmebereich eine große Baustelle. Bisher gehen über 84 % der erneuerbaren Wärme auf den Einsatz von Biomasse zurück [AGEEstat, 2023b], die vor allem im Niedertemperaturwärmebereich genutzt wird. Konkurrierende Nachfrage und vielfältige Nachhaltigkeitsdimensionen üben zunehmenden Druck auf die Verfügbarkeit der Biomasse für energetische Fragestellungen aus. Dies führt zu sehr gegensätzlichen politischen Positionen und auch in der Wissenschaft gibt es widersprüchliche Sichtweisen. Dieser Beitrag versucht einige der Positionen und Lösungsmöglichkeiten anzureißen und einen Ausblick in die Zukunft zu geben. Grundsätzlich können alle bekannten Wärmemärkte mit vorhandener Technologie mit Biomasse bedient werden. Es fehlen also nicht technische Lösungen, sondern durch die vielfältigen Nutzungskonkurrenzen und Nachhaltigkeitsansprüche geht es um einen Verfahrensansatz für eine systemoptimale Verteilung der Biomassepotenziale im zeitlichen Kontext der Energiewende.

Abstract: Germany aims to be climate neutral by 2045 at the latest - based on a share of renewable energies in primary energy consumption of 17.2 % so far in 2022 [AGEEstat,2023a] and fossil carbon consumption for the chemical industry of 13 million t of raw gasoline (naphtha) alone in 2019 [Fröndhoff, 2023]. While there is an idea for transformation for electricity consumption, the heat sector in particular is a major construction site. So far, over 84 % of renewable heat comes from biomass [AGEEstat, 2023b], which is mainly used in the low-temperature heat sector. Competing demand and multiple sustainability dimensions are putting increasing pressure on the availability of biomass for energy issues. This leads to very conflicting political positions and there are also conflicting views in the scientific community. This paper tries to indicate some of the positions and possible solutions and to give an outlook into the future. Basically, all known heat markets can be served with biomass using existing technology. Therefore, there is no lack of technical solutions, but due to the multiple competing uses and sustainability demands, it is a matter of a procedural approach for a system-optimal distribution of biomass potentials in the temporal context of the energy transition.

1 Einleitung

Selbst wenn alle heute beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen zur Emissionsminderung der Staatengemeinschaft voll umfänglich realisiert würden, steuert die Menschheit für das Ende dieses Jahrhunderts auf eine um knapp 3°C

heißere jährliche Durchschnittstemperatur zu [IPCC, 2023]. Damit verbunden ist voraussichtlich eine eisfreie Welt mit deutlich mehr Wüsten, einer Vielzahl an Dürren, Hochwasser- und extremen Sturmereignissen [Lynas, 2021]. Damit wir den uns bekannten Wohlstand zumindest annähernd erhalten, brauchen wir einen schnellstmöglichen Ausstieg aus der Verbrennung fossiler Energieträger – in Deutschland möglichst bis 2035¹ – und im Nachgang eine massive Generierung negativer Emissionen.

Mit knapp 48 % am Bruttoendenergieverbrauch hat die Wärme- und Kältebereitstellung einen erheblichen Anteil an der Energienachfrage in Deutschland. Während im Strombereich 2022 ein Anteil der Erneuerbaren Energien von 46,2 % erreicht werden konnte, lag der erneuerbare Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte nur bei 17,4 %, wobei mehr als 84 % auf Bioenergieträger beruhen [AGEEstat, 2023a]. Mit der in 2023 vorgesehene Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) soll dieser Anteil schnell ausgebaut werden ohne die Nachfrage nach Biomasse, und im Wärmebereich insbesondere nach Holz, rasant ansteigen zu lassen.

2 Wärmetechnologien auf Basis Biomasse

Grundsätzlich können und werden alle bekannten Bioenergieträger zur Wärmebereitstellung genutzt (Abb. 1).

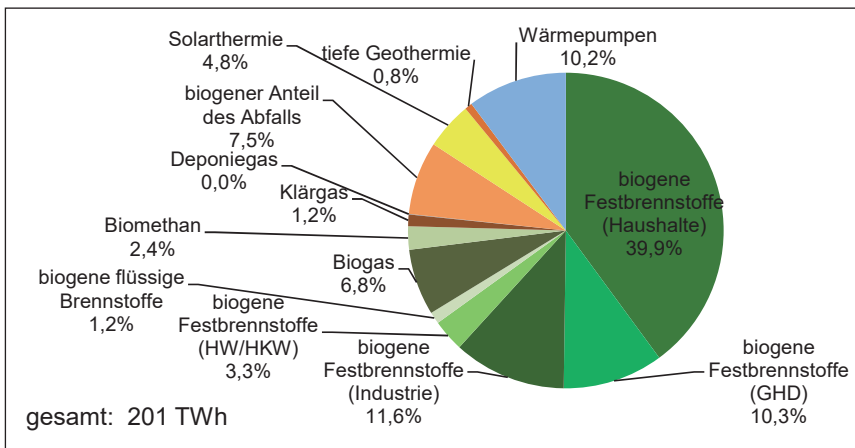


Abb.1: Anteil der unterschiedlichen erneuerbaren Energien an der erneuerbaren Wärmebereitstellung in Deutschland 2022 [AGEEstat, 2023a]

¹ Basierend auf den vom Bundesverfassungsgerichtsurteil zum 1. Klimaschutzgesetz angenommenen Restbudget Deutschlands an THG-Emissionen von 6,7 Gt ab 2020 und einer linearen Reduktion der jährlichen Emissionen ab 2023.

Der Anteil der biogenen flüssigen Brennstoffe ist mit 1,2 % nahezu vernachlässigbar. Er findet vor allem in den verbliebenen Pflanzenöl-BHKW in Form der Nutzung der Abwärme und in ausgewählten Heizölfeuerungen mit einer Zumischung von v.a. Rapsmethyl ester zu konventionellem Heizöl statt. Mit 10,4 % trägt die Koppelwärme aus Biogas- und Biomethan-BHKW und einigen wenigen Gasheizanlagen mit einer rechnerischen Beimischung von ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan in der gleichen Größenordnung wie die Umgebungswärme v.a. über Wärmepumpen zum erneuerbaren Wärmemix bei. Der bei Weitem größte Anteil der erneuerbaren Wärme stammt aus festen Biomassen, wobei es sich hier in Deutschland mit wenigen Ausnahmen um Holz und Altholzsortimente handelt.

Tab. 1: Einsatz von Holz 2018 in Deutschland für energetische Zwecke [UBA, 2022]

in PJ /a	Hausheizungen	Biomasseanlagen > 1 MW	Biomasseanlagen > 1 MW	Summe
Waldholz	185,4	13,1	3,5	202,0
forstliche Reststoffe	3,0	35,5	18,8	57,3
Garten- und Landschaftspflege	22,3	6,9	11,5	40,7
agar. Anbaubiomasse		0,6	0,5	1,1
Industrierestholz	34,8	17,5	14,8	67,1
Altholz	12,0	2,9	90,4	105,3
Sonstige feste Biobrennstoffe		1,5	7,8	9,3
Summe	257,5	78,0	147,3	482,8

Aufgrund der vorhandenen Quoten und eher steigenden Substitutionsbedarfen im Kraftstoffbereich ist nicht davon auszugehen, dass der Anteil der erneuerbaren Wärme aus flüssigen Bioenergieträgern signifikant steigen wird. Gleiches gilt für Biomethan in reinen Heizanlagen, außer die anstehende GEG-Novelle reizt dieses Segment überdurchschnittlich stark an. Hinzu kommt, dass mit vorschreitender Gebäudedämmung und zunehmendem Einsatz von Wärmepumpen wachsende Teile des Endkundengasnetzes unwirtschaftlich und damit tendenziell stillgelegt werden. Aufgrund seiner geringen Transportwürdigkeit des Biogases ist davon auszugehen, dass hier auch zukünftig vor allem eine Vor-Ort-Verstromung mit entsprechender Auskopplung der Abwärme zu Heizzwecken erfolgen wird. Aktuell ist ein signifikanter Ausbau der Biogasanlagenzahl außer im Bereich von Gülleanlagen mit eher kleinen Anlagenleistung nicht zu erwarten.

Technisch sind vor allem im Bereich der biogenen Festbrennstoffe – und hier insbesondere des Primärholzes bzw. des Holzes aus der ersten Verarbeitungsstufe – Ausweitungen realisierbar. Der völkerrechtswidrige Angriff Russlands auf

die Ukraine hat 2022 zu stark gestiegenen Öl- und Gaspreisen geführt, die eine erhebliche Nachfrage nach Holz als Energieträger ausgelöst haben. Die Kapazitäten der Pelletproduktion wachsen in Deutschland, die in der GEG-Novelle vorgesehene Umstellung auf mindestens 65 % erneuerbare Energien für Heizzwecke wird auch für eine weitergehende Nachfrage nach Holzfeuerungen sorgen und gerade Wärmenetzbetreiber mit vergleichsweise hohen Temperaturanforderungen für Gebäudeheizzwecke denken intensiv über zumindest einen teilweisen Beitrag von Holzenergie nach. Zudem sieht sich auch die industrielle Prozesswärme vor der Herausforderung rasch den Einsatz von fossilen Energieträgern zu verringern und selbst einige Kohlekraftwerksbetreiber denken immer wieder über die Umstellung auf Biomasse nach. Insgesamt besteht also ein hohes Nachfragepotenzial, das die vorhandenen Biomassepotenziale in Deutschland schnell übersteigen wird.

Grundsätzlich könnten die vorhandenen Technologien nahezu alle Wärmeforderungen mittels fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse bedienen. Forschungsbedarf liegt also weniger bei zusätzlichen oder stark verbesserten Wärmebereitstellungsverfahren auf Basis von Biomasse sondern viel mehr bei der Integration der Bioenergietechnologien in den Mix der erneuerbaren Lösungen.

3 Konkurrenz um Biomasse

Die schnelle Wärmewende auf Basis von Biomasse wird weniger an den technischen Möglichkeiten als an den vorhandenen Biomassepotenzialen scheitern. Schon heute ist der hauptsächlich biogene Energieträger Holz aus deutschen Quellen weitgehend ausgeschöpft. Altholz wird stofflich und energetisch vollständig genutzt. Zusätzliche Potenziale wären nur durch noch weitergehende Importe oder eine aus Sicht der Kreislaufwirtschaft ungewollte Umverlagerung aus der stofflichen Nutzung erschließbar. Der deutsche Wald erfüllt weiterhin die gesetzlich gegebenen mengenmäßigen Nachhaltigkeitsvorgaben und über die Waldgesetze gegebenen Anforderungen an die Bewirtschaftung, kann aber die Holzproduktionsmenge ohne Reduzierung des Bestands nur noch punktuell ausweiten. Hinzu kommt das politisch fixierte Ziel die streng geschützten Waldflächen (ohne Nutzung) von bisher rund 3 % auf 10 % auszuweiten. Parallel soll mit der von der Bundesregierung geplanten Holzbauinitiative der Holzeinsatz für Bauprodukte deutlich gesteigert werden und auch die chemische Industrie sucht nach Alternativen zu fossilem Kohlenstoff. Neben den Wäldern sind aber auch die landwirtschaftlichen Anbauflächen begrenzt, so dass auch hier ohne massive Biomasseimporte keine deutlichen Ausweitungen der für die Wärmebereitstellung notwendigen Biomassen wahrscheinlich erscheint.

Insgesamt ist das Biomasseangebot für energetische Zwecke begrenzt. Selbst wenn in den nächsten 5 bis 10 Jahren durch den notwendigen Waldumbau vorübergehend umfangreichere Holzerntemengen anfallen, soll gleichzeitig die stoffliche Nachfrage wachsen und mittelfristig wird absehbar weniger Holz für energetische Zwecke zur Verfügung stehen.

4 Dimensionen der Nachhaltigkeit

Die Diskussion um die Nachhaltigkeit der Bioenergie ist sehr umfanglich. Im Hinblick auf die Wärmebereitstellung ist insbesondere die Diskussion um die nachhaltige Holzgewinnung für energetische Zwecke relevant und soll daher im Folgenden als Beispiel näher beleuchtet werden.

Grundsätzlich lassen sich vereinfacht vier Gruppen von relevanten Nachhaltigkeitszielen im Zusammenhang mit der Holznutzung identifizieren (Abb. 2).

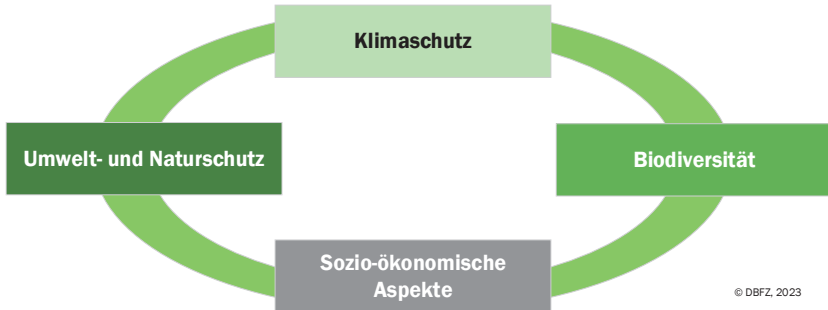


Abb. 2: Vorrangige Nachhaltigkeitsdimensionen bei der Holzbewirtschaftung für energetische Zwecke (nach [Cowie, 2021])

Diese werden im Folgenden differenziert betrachtet.

4.1 Umwelt- und Naturschutz

Generell bieten Wälder sowohl für Tiere als auch für den Menschen einen hohen Erholungswert, der durch ein Mindestmaß an „Natürlichkeit“ noch gesteigert wird. Wälder reinigen zudem die Luft, produzieren Sauerstoff und regulieren das regionale Klima insbesondere auch im Hinblick auf den Wasserhaushalt. Ein Schwerpunkt der Umweltpolitik ist die Fläche der streng geschützten Wälder, also komplett ohne Bewirtschaftung, in den kommenden Jahren in Deutschland von derzeit 3 % auf 10 % zu steigern. Insgesamt sollen rund 30 % der Waldfläche unter Schutz gestellt werden, so dass hier eine Holzentnahme zumindest eingeschränkt ist. Diese Ziele sind international vereinbart und Deutschland will diese auch zeitnah erreichen. In der Folge wird sich das für alle Nachfragen verfügbare Holzaufkommen eher reduzieren wird.

4.2 Biodiversität

Deutschland hat sich im Montrealer Artenschutzabkommen verpflichtet den Biodiversitätsverlust zu begrenzen. Eine Vielzahl von Studien hat sich zu dieser Frage auch mit den Effekten der Waldbewirtschaftung beschäftigt. Zusammenfassend lässt sich aus aktueller Sicht festhalten, dass eine umsich-

tige Waldbewirtschaftung zumindest in deutschen Nutzwäldern nicht zu einer Reduktion der Artenvielfalt führen muss. Wichtige Aspekte sind, dass es nicht zu einem vollständigen Kahlschlag oder einer Plantagenwirtschaft mit nur einer Baumart kommt. Ziel sollten klimaresiliente Mischwälder mit unterschiedlichen Baumaltersstrukturen sein. Insbesondere eine große Vielfalt an unterschiedlichen Bewirtschaftungssystemen kann die Anzahl an Arten befördern. Auch sollte die Häufigkeit der Bewirtschaftung begrenzt werden, um der Tier- und Pflanzenwelt möglichst lange ungestörte Entwicklungszeiträume zu bieten. Die Berücksichtigung der Biodiversität muss also nicht zwingend zu einer Reduktion des Gesamtholzeinschlags in Deutschland führen, wird aber sehr wahrscheinlich zu komplexeren und örtlich angepassteren Bewirtschaftungssystemen mit einer größeren Breite der Holzprodukte führen, so dass tendenziell die Holzpreise ohne finanziellen Ausgleich der Biodiversitätsdienstleistungen eher steigen werden.

4.3 Sozio-ökonomische Aspekte

Im Cluster Forst und Holz wurde 2018 ein Umsatz von rund 184 Mrd. € erzielt. In den über 115.000 zugehörigen Unternehmen waren rund 1 Mio. Mitarbeitende beschäftigt [vTI, 2023]. Jede regulatorische Einschränkung der Holzwirtschaft ohne Kompensationszahlungen reduziert die in Deutschland durch die Waldeigentümer generierbaren Einnahmen. In Verbindung mit den gesetzlich geregelten Anforderungen an den Walderhalt und die dafür aufzuwendenden Ausgaben wird schnell deutlich, dass eine verringerte Einnahmehasis zum Einen zu Lasten der Aufgabenerfüllung gehen kann und zum Anderen zu zunehmenden Waldverkäufen kleiner Privatwaldbesitzer an Großkonzerne führen kann. Beides kann tendenziell eher negative Effekte auf die Dimensionen Umwelt- und Naturschutz sowie Biodiversität haben.

Außerdem wird eine reduzierte einheimische Holzproduktion sehr wahrscheinlich zu einem Anwachsen der Holzimporte führen, so dass neue Abhängigkeiten verstärkt werden und erhebliche Finanzmittel ins Ausland abfließen, wo Umwelt- und Biodiversitätskriterien nur bedingt überprüft werden können.

Aus energetischer Sicht ist in dieser Dimension insbesondere die Privatholzentnahme für Scheitholzfeuerungen – sowohl Kessel als auch Einzelraumfeuerstätten – relevant. Hiermit verbunden ist eine hohe gefühlte Versorgungssicherheit mit subjektiv günstigen Ressourcen durch das Anlegen privater Brennstoffvorräte vor allem im ländlichen Umfeld. Eine reduzierte Zugänglichkeit zum Beispiel über gesetzliche Pflichten wird gerade im Klein- und Kleinstprivatwald schwer durchsetzbar sein, beziehungsweise birgt die hohe Gefahr für Ersatzbeschaffungsoptionen durch nicht autorisierte Waldholzlese oder Baumstreifeneinschlag.

4.4 Klimaschutz

Bei der Frage der Klimawirksamkeit der Energiebereitstellung aus Holz ist zwischen dem international vereinbarten Bilanzierungsrahmen und der sektorübergreifenden Wirkung bei der Energiebereitstellung zu unterscheiden.

Nach langjährigen Verhandlungen wurde international die politische Entscheidung getroffen, dass Forstwirtschaft und Holzbauproduktebestand in der Klimabilanzierung zusammen über eine Bestandsbilanz erfasst werden. Das heißt es wird sowohl im Forst als auch im Bereich der Holzprodukte das am Ende und am Anfang eines Jahres gespeicherte Kohlenstoffinventar erfasst und die Veränderung ausgewiesen. Um in dieser Logik Doppelbilanzierungen durch Wald- bzw. Holzbausektor auf der einen und dem Energiesektor auf der anderen Seite zu vermeiden, werden die Freisetzung an Kohlenstoffdioxid aus der energetischen Nutzung von Holz in die Atmosphäre (auch Waldbrände) im Energiesektor nur nachrichtlich ausgewiesen und dort bilanziell als Nullemission betrachtet.

Bisher wurde diese Betrachtung in den europäischen Emissionshandel übernommen, so dass Bioenergie pauschal mit Null Treibhausgasemissionen gezählt wird und damit vom Emissionshandel ausgenommen ist.

An dieser Stelle setzt die artikulierte Kritik an der Bioenergie an. Für die weltweiten Klimaveränderungen ist es egal, ob die CO_2 -Konzentration in der Atmosphäre durch fossile Brennstoffe oder durch die Verbrennung von Biomasse steigt, solange die eingesetzten Biomassen sich in der Biosphäre nicht ohnehin in wenigen Jahren zu CO_2 zersetzen würden. Die temperatursteigernde Wirkung bleibt physikalisch gleich. In Verbindung mit einer höheren endenergiebezogenen Kohlenstoffintensität der Biomasse und häufig schlechteren Umwandlungseffizienzen zu Nutzenergie im Vergleich zu Erdgas und auch zu Heizöl stellt sich die Frage, ob es für das Klima kurzfristig besser wäre gewisse Bedarfe mittels Erdgas zu bedienen und dafür den Waldbestand bzw. den Holzproduktebestand zu erhöhen. Als direkte Gegenargumente wird darauf verwiesen, dass die fossilen Vorkommen im Erdinneren gegen eine schlagartige Freisetzung in die Atmosphäre weitestgehend geschützt sind, während insbesondere die Waldbestände nachweislich durch einen zunehmenden Klimawandel durch einen schlagartigen Untergang gefährdet sind (Absterben mit oder ohne anschließendem Abbrand).

Europarechtlich ist gleichzeitig zu beachten, dass der Forstwirtschafts- und Landwirtschaftssektor zusammen mit den langlebigen Holzbauprodukten (LULUCF) eine zunehmende Senkenleistung erbringen soll. Die EU hat für Deutschland eine Anforderung für 2030 von ca. 31 Mio. t CO_2 beschlossen. Im deutschen Klimaschutzgesetz werden für 2030 negative Emissionen in Höhe von 25 Mio. t CO_2 gefordert [KSG, 2021]. Teilweise können diese Reduktionen durch eine Extensivierung der Landwirtschaft und eine massive Wiedervernässung von organischen Böden (entwässerte Moorböden) erreicht werden. Daneben muss aber auch der gespeicherte Kohlenstoff in den Wäldern und den langlebigen Holzprodukten massiv steigen. Um dies zu erreichen sieht die Forstwirtschaft

schaft eine verstärkte Bewirtschaftung als notwendig an, da der Altersbestand zwischen 20 und 60 Jahren bei ausreichend Platz die höchste CO₂-Entnahme pro Hektar Waldfläche aufweist. Um diese Senke auch zukünftigen Generationen zur Verfügung zu stellen, ist jetzt eine angepasste Bewirtschaftung nötig. Die Gegenposition verweist auf die derzeitige Einschlagsnutzung, bei der nur etwa die Hälfte des Einschlags in langlebige Produkte und Produktkreisläufe geht, während die andere Hälfte kurzfristig energetisch genutzt und der Kohlenstoff als CO₂ in die Atmosphäre entlassen wird. Daher setzt diese Fraktion auf einen verstärkten Waldbestandsaufbau bis 2045, um die festgelegten Ziele erreichen zu können.

Unabhängig von dieser Betrachtung besteht Einigkeit darüber, dass deutlich mehr des aus der Atmosphäre entzogenen CO₂ als Kohlenstoff in Wäldern oder Holzwerkstoffprodukten gespeichert werden muss, d.h. die Summe der energetisch verwendeten Holzmengen soll kontinuierlich abnehmen.

5 Fazit und Empfehlungen

Klimawandel bedroht durch Dürren, Waldbrände, Parasiten, Überschwemmungen und Stürme auch die uns bekannte Forst- und Landwirtschaft. Das oberste Ziel zum Erhalt unser aller Lebensgrundlagen muss der Stopp des Anstiegs der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre und des weltweiten Artenverlusts sein. Wie dieses Ziel im Zusammenhang mit der Wärmewende und einem nachhaltigen Einsatz von Biomasse erreicht werden kann, braucht weitergehende wissenschaftliche Klärung.

Der aktuelle Stand des Wissens erlaubt jedoch die folgenden Empfehlungen:

- Die Nutzungskonkurrenzen um Biomasse werden voraussichtlich weiter zunehmen, so dass der Umfang der nationalen Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem eher zurückgehen sollte.
- Speziell für Holz kann festgehalten werden, dass in den kommenden Jahren unter Berücksichtigung des notwendigen Waldumbaus eine Holzgewinnung auf einem annähernd vergleichbaren Niveau wie in der vergangenen Dekade möglich sein sollte. Dies auch unter Beachtung verschiedener Nachhaltigkeitsdimensionen im nationalen Kontext, wobei der Anteil der stoffliche Nutzung in allen Sortimenten schnell ausgeweitet werden sollte.
- Stofflich nicht nutzbare Kontingente können durch die Substitution fossiler Energieträger einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.
- Aufgrund der eher abnehmenden Verfügbarkeit und relevanter Bedarfe im Bereich der schwer elektrifizierbaren industriellen Prozesswärme sowie im

Bereich der Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen und wenig gedämmten Gebäuden erscheint eine Umverteilung der derzeit energetische genutzten Holzmengen empfehlenswert.

- Grundsätzlich empfehlen sich hybride Heizsysteme, in denen große Teile der Wärme aus der Umgebung, über Solarthermie oder Abwärme gewonnen werden und nur die Spitzenlastbedarfe über Biomasse gedeckt werden.
- Ein Indikator für die Allokation des Energieholzes (v.a. Rest- und Abfallhölzer, sowie Landschaftspflegematerialien) kann der zeitabhängige CO₂-Ausstoß alternativer Wärmeerzeugungstechnologien im Vergleich zum lokalen THG-Ausstoß der Holzenergieanwendung sein.
- Hierzu ist bei der energetischen Holznutzung eine Minimierung der lokalen THG-Emissionen essentiell. D.h. die Effizienz der Wärmebereitstellung ist zu maximieren (also eher Hochtemperatur als Niedertemperatur, eher Kessel als Einzelraumfeuerungen), die Verbrennung sollte möglichst emissionsarm erfolgen (also mit möglichst minimalen Emissionen an Ruß und Methan) und der Fokus sollte auf holzartigen Biomassen liegen, deren Kohlenstoffspeicherpotenzial gering ist (d.h. holzige Primär- oder Sekundärbiomassen, die in der Natur einem schnellen Zerfall unterliegen würden oder die in der Natur erheblich der Gefahr eines spontanen Zerfalls ausgesetzt sind).

Daraus ergeben sich unter anderem folgende Konsequenzen für eine nachhaltige Nutzung von Holz für Wärmeanwendungen:

- Weitgehendes Verbot offener Biomassefeuer und drastische Reduktion der Scheitholznutzung in Einzelraumfeuerungen, die keine effektive Einbindung in die Gebäudewärmeversorgung als Spitzenlastabdeckung aufweisen.
- Fokussierung des Biomasseeinsatzes für Wärmeanwendungen auf anderweitig derzeit schwer defossilisierbare Hochtemperaturprozesse und als Spitzenlastabsicherung in hybriden Wärmelösungen.
- Konzeptionierung von Biowärmelösungen als Übergangslösungen bis zu einer alternativen klimaneutralen Wärmebereitstellung.
- Nutzung emissionsseitiger THG-Bilanzen von Holzfeuerungsanlagen zur Identifizierung der klimaseitig optimalen Anwendungen und Betriebszeiten auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Wärmelösungen.

Literatur/Quellen

- [AGEEstat, 2023a] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland
- [AGEEstat, 2023b] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2023): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022
- [Cowie, 2021] Annette L. Cowie (2021): Applying a science-based systems perspective to dispel misconceptions about climate effects of forest bioenergy. GCB Bioenergy. 2021;13:1210-1231 DOI: 10.1111/gcbb.12844
- [Fröndhoff, 2023] Bert Fröndhoff (2023): Wir erwarten, dass der Ölpreis noch weiter steigen wird“ – Teure Rohstoffe gefährden das Wachstum der Chemieindustrie. Handelsblatt online 24. April 2023 (<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/chemiehersteller-wir-erwarten-dass-der-oelpreis-noch-weiter-steigen-wird-teure-rohstoffe-gefaehrden-das-wachstum-der-chemieindustrie/28129564.html> Zugriff: 24.04.2023)
- [IPCC, 2023] IPCC (2023): Synthesis Report of the IPCC sixth assessment report (AR6) Summary for Policymakers
- [KSG, 2021] Deutscher Bundestag (2019, 2021): Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist“
- [Lynas, 2021] Mark Lynas (2021): 6 Grad mehr – Die verheerenden Folgen der Erderwärmung. Rowohlt Taschenbuch Verlag, Hamburg
- [UBA, 2022] Umweltbundesamt (Hrsg.) (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie. Climate Change 12/2022, Dessau-Roßlau
- [VTI, 2023] Johann Heinrich von Thünen Institut (2023): Clusterstatistik. <https://www.thuenen.de/de/fachinstitute/waldwirtschaft/zahlen-fakten/clusterstatistik-forstholz#:~:text=Der%20gesamte%20Umsatz%20des%20Clusters,Zeitraum%20von%20knapp%2050%20Mrd.> (Zugriff: 26.04.2023)

Kontakt

Dr.-Ing. Volker Lenz, Bereichsleiter Thermo-chemische Konversion

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig.

✉ volker.lenz@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Challenges of the bioeconomy from a life cycle perspective

Zusammenfassung: Die Bioökonomie wurde als wichtiger Bestandteil zur Erreichung der Ziele für nachhaltige Entwicklung identifiziert, da sie das Potenzial hat, fossile Produkte zu ersetzen und alternative Lösungen für eine Reihe gesellschaftlicher Herausforderungen zu bieten. Der Einsatz von Biomasse für die Bioökonomie kann jedoch auch negative Auswirkungen auf die Umwelt, die Gesellschaft und die Wirtschaft haben, was die Bedeutung des Lebenszyklusmanagements zur Gewährleistung nachhaltiger Praktiken unterstreicht. Dieser Artikel gibt einen Überblick über die Herausforderungen der Bioökonomie aus Lebenszyklus-Sicht, einschließlich Landnutzungsänderungen, Ressourcenkonkurrenz, indirekten Auswirkungen, sozialen Implikationen und Umweltauswirkungen. Das Potenzial der Verwendung eines Lebenszyklus-Ansatzes zur Messung der Nachhaltigkeit der Bioökonomie wird ebenfalls diskutiert. Obwohl es immer noch Defizite in der Bioökonomie-Diskussion bezüglich einer angemessenen Erreichung der Ziele für nachhaltige Entwicklung und Nachhaltigkeitsstrategien gibt, kann die Anwendung von Lebenszyklusdenken und LCA in der Bioökonomie ein wertvolles Instrument für Entscheidungen und die Entwicklung nachhaltiger bio-basierter Produkte und Systeme bieten.

Abstract: The bioeconomy has been identified as a crucial component for achieving sustainable development goals due to its potential to replace fossil-based products and to provide alternative solutions for a range of societal challenges. However, the use of biomass for the bioeconomy can also result in negative environmental, social, and economic impacts, highlighting the importance of life cycle management to ensure sustainable practices. This work presents an overview of the challenges for the bioeconomy from a life cycle perspective, including land use change, competition for resources, indirect impacts, social implications, and environmental impacts. The potential for using life cycle assessment approaches to measure the sustainability of the bioeconomy is also discussed. Although there are still deficits in the bioeconomy discussion regarding an appropriate achievement of the sustainable development goals and sustainability strategies, the application of life cycle thinking and LCA in the bioeconomy can provide a valuable tool for decision-making and the development of sustainable bio-based products and systems.

1 Introduction

The bioeconomy is a rapidly growing field that encompasses a broad range of industries, including agriculture, forestry, biotechnology, and waste management. At its core, the bioeconomy relies on biological resources to produce goods and services, including food, fuel, and materials. However, as demand for these resources continues to increase, so does the need for effective life cycle management to ensure that they are used efficiently and sustainably (EC 2018, EEA 2019).

Life cycle management refers to the assessment of the environmental, social, and economic impacts of products and processes throughout their entire life cycle. In the bioeconomy, life cycle management is particularly important because bio-based materials have unique characteristics that must be considered; for example, many bio-based materials are biodegradable, renewable, and have the potential to reduce greenhouse gas emissions, but they can also have negative environmental and social impacts if they are not produced and managed sustainably (Balkau & Bezama 2019). The current state of the art in life cycle management in the bioeconomy involves the development of tools and methodologies that enable stakeholders to assess the impacts of bio-based products and processes accurately. These tools and methodologies consider the specific characteristics of bio-based materials, such as their biodegradability, renewability, and potential for greenhouse gas emissions, and aim to provide a comprehensive picture of their environmental, social, and economic impacts (Wang et al 2019, Zeug et al 2021). Moreover, the state of the art in life cycle management in the bioeconomy involves collaboration among stakeholders to address common challenges and opportunities. Collaboration is essential because the bioeconomy is complex and involves multiple stakeholders, including producers, suppliers, consumers, and policymakers. By working together, stakeholders can identify common challenges, share knowledge and expertise, and develop solutions that benefit all stakeholders involved.

Considering the above, life cycle management can be considered as a relevant tool for achieving sustainable and circular bio-based economies. As the bioeconomy continues to grow, effective life cycle management will be critical to ensure that it remains sustainable and benefits all stakeholders involved. Therefore, this work intends to first provide an overview of the needs and challenges of the bioeconomy from the systems perspective. Moreover, it intends to provide a critical analysis of the current life cycle management tools to identify the knowledge gaps and the necessary efforts to build a comprehensive toolbox to support the management of bio-based resources under the bioeconomy strategy perspective.

2 Identification of needs and challenges of the bioeconomy from a systems perspective

A series of works have been published to identify the challenges for the bioeconomy from a life cycle perspective. Among them, reports from international organizations and governmental bodies, and expert opinions (EC 2018, EEA 2019, IEA 2019, Sustainable Biomass Program 2021). Moreover, from an academic point of view, researchers and practitioners in the field of sustainability and life cycle assessment (LCA) have identified environmental impacts, land use competition, social and economic impacts, technology development, and policy and governance as key challenges for the bioeconomy (Bezama et al 2019, Roesch & Finkbeiner 2019, de Baan et al. 2019). From these findings, it is possible to summarize that, from a life cycle perspective, the most relevant challenges

facing the bioeconomy include the following:

1. **Resource availability and sustainability:** The bioeconomy relies on biological resources such as biomass and biowaste. Ensuring a sustainable supply of these resources is essential to prevent depletion and degradation of natural resources, biodiversity loss, and negative environmental impacts.
2. **Technological limitations:** The development of efficient and sustainable technologies for biomass production, processing, and conversion is critical for the success of the bioeconomy. Existing technologies may have limitations such as low efficiency, high costs, and negative environmental impacts.
3. **Environmental impacts:** While bio-based products and technologies have the potential to reduce greenhouse gas emissions and environmental impacts, their production and use may also cause negative environmental impacts, such as land use change, water pollution, and biodiversity loss.
4. **Social and economic considerations:** The bioeconomy can provide economic opportunities and contribute to rural development, but it may also lead to social and economic inequality if not implemented in a socially responsible manner. Ensuring fair distribution of benefits and involving local communities in decision-making is crucial for the sustainable development of the bioeconomy.
5. **Regulatory frameworks:** Developing and implementing regulatory frameworks that address the sustainability and social responsibility aspects of the bioeconomy is crucial to ensure that bio-based products and technologies are environmentally and socially sustainable. This includes the development of certification and labeling schemes that promote sustainable production and consumption practices.

2.1 Resources: the basis of a sustainable bioeconomy

The availability and sustainability of resources is a significant challenge for the bioeconomy. The bioeconomy relies on biological resources such as biomass and biowaste, which are often used for energy, chemicals, materials, and food production. These resources are not infinite, and their availability and sustainability are essential for the bioeconomy's success.

From a life cycle perspective, biomass production must be balanced with other land uses, such as food production, to avoid competition for land and other natural resources. Another aspect of resource sustainability in the bioeconomy is the management of biowaste. Biowaste can be a valuable resource for the production of bioenergy and biomaterials, but it needs to be managed sustainably to prevent environmental pollution and public health hazards. Biowaste management should prioritize the use of the waste hierarchy, which prioritizes waste prevention, reuse, and recycling over disposal.

2.2 Technological limitations

The development of efficient and sustainable technologies for biomass production, processing, and conversion is critical for the success of the bioeconomy from a life cycle perspective, as existing technologies may have limitations such as low efficiency, high costs, and negative environmental impacts (EC 2020, Bracco & Galli 2019).

In the case of biomass production, there are several challenges that need to be addressed to ensure the sustainability of the process. These include improving the productivity and quality of crops, developing sustainable management practices for forests and other ecosystems, and ensuring the conservation of biodiversity and ecosystem services. This requires the development of new and improved agricultural practices, such as precision agriculture, sustainable intensification, and agroforestry, which maximize resource efficiency and minimize negative environmental impacts. Furthermore, the efficiency and environmental performance of conversion technologies depend on several factors, such as the type and quality of biomass feedstock, the processing conditions, and the energy and material inputs required. The development of a sustainable and efficient technological system will require significant research and development efforts for optimization (Bracco & Galli 2019, Harnisch & Lay 2018).

In addition, the deployment of these technologies must be done in a sustainable and responsible way. This includes considering the entire life cycle of the products and technologies, from the extraction of raw materials to the end of the product's life, and evaluating the environmental and social impacts of the process. LCA can be used to assess the environmental impacts of bio-based products and technologies, and to identify areas for improvement (Hildebrandt et al 2020).

2.3 Environmental impacts

The bioeconomy is expected to contribute to environmental sustainability by reducing the reliance on fossil fuels, mitigating greenhouse gas emissions, and promoting resource efficiency. However, the development and implementation of bioeconomy practices can also have negative environmental impacts, especially if not appropriately managed from a life cycle perspective.

One of the significant environmental impacts of the bioeconomy is land use change. The cultivation of biomass crops can lead to land conversion from natural ecosystems, such as forests and grasslands, to agricultural lands. This conversion can result in the loss of biodiversity and ecosystem services, such as carbon sequestration, soil fertility, and water regulation. Furthermore, land-use changes can result in the release of greenhouse gas emissions, particularly if the land is converted from carbon-rich ecosystems.

Another environmental impact of the bioeconomy is the use of water resources. Biomass crops require irrigation, which can contribute to water scarcity, espe-

cially in regions already facing water stress. Moreover, the use of fertilizers and pesticides in biomass crop cultivation can pollute water resources and lead to eutrophication and harmful algal blooms in water bodies.

The processing and conversion of biomass into bio-based products can also have negative environmental impacts. For example, the production of biofuels can result in emissions of air pollutants, such as nitrogen oxides, sulfur oxides, and particulate matter, which can have adverse impacts on human health and the environment. Furthermore, the use of energy-intensive processes, such as high-temperature pyrolysis, can result in high carbon emissions.

Finally, the disposal of bio-based products at the end of their life cycle can also have negative environmental impacts. While bio-based products are often touted as being biodegradable, their disposal in landfills can lead to the release of methane, a potent greenhouse gas. Furthermore, the disposal of bio-based products in the environment, such as oceans and rivers, can have adverse impacts on marine ecosystems and human health.

2.4 Social acceptance

The third challenge for the bioeconomy from a life cycle perspective is the need to ensure social acceptance. One important aspect of social acceptance is the involvement of stakeholders in the bioeconomy's development, such as farmers, landowners, local communities, and civil society organizations. Stakeholder engagement can help to identify and address potential conflicts of interest and to ensure that the bioeconomy's development benefits all stakeholders (EC 2018, Godin & Lacroix 2018, Bezama et al 2019).

Another aspect of social acceptance is the ethical and equitable distribution of benefits. The bioeconomy's development should prioritize the creation of jobs and economic opportunities for communities, especially those in rural and marginalized areas. This requires the adoption of inclusive and participatory approaches to the bioeconomy's development, such as value chain development and community-based natural resource management.

Furthermore, the bioeconomy's development must consider the potential social and environmental impacts of biomass production and conversion, such as the displacement of communities, land grabbing, and deforestation (FAO 2018, EC 2018, Godin & Lacroix 2018).

2.5 Governance

The fourth challenge for the bioeconomy from a life cycle perspective is the need to ensure sustainable and transparent governance of the bioeconomy. This includes developing policies, regulations, and standards that promote the sustainability of the bioeconomy, as well as ensuring transparency and accountability in decision-making processes (Shapira & Gök 2018, König et al 2018).

One of the key elements of sustainable governance is the development of policies and regulations that promote the sustainable production and use of biomass. This includes regulations on land use, water use, and biodiversity conservation, as well as standards for sustainability certification and labeling of bio-based products. Such policies and regulations can help to ensure the sustainable management of natural resources and prevent negative environmental impacts associated with biomass production and conversion (Shapira & Gök 2018, Bezama et al 2019).

Finally, sustainable governance requires the development of monitoring and evaluation mechanisms to assess the bioeconomy's performance and identify areas for improvement. LCA and other sustainability assessment tools can be used to evaluate the environmental and social impacts of the bioeconomy, while economic analysis can be used to assess the economic viability of bio-based products and technologies (Toppinen & Korhonen 2018, König et al 2018, Bezama et al 2019).

3 Role and challenges for LCA to contribute to the development of the bioeconomy

LCA is a valuable tool to assess the environmental impacts of products and processes across their entire life cycle, including resource extraction, manufacturing, use, and end-of-life. With the growing interest in the bioeconomy as a means to promote sustainable development, LCA has become increasingly relevant to address the challenges of this emerging field.

For addressing the identified challenges of the bioeconomy, LCA can provide a comprehensive assessment of these impacts and help identify areas for improvement in the bioeconomy. But for this, however, LCA must not be understood as a mere evaluation of greenhouse gas emissions associated to particular systems. While environmental indicators such as greenhouse gas emissions are important for measuring sustainability, relying solely on these indicators can have several disadvantages. Sustainability encompasses economic, social, and environmental dimensions, and measuring sustainability requires a holistic approach that considers the complex interactions between these dimensions and the unique sustainability considerations of different contexts. The toolbox of life cycle approaches include therefore Social Life Cycle Assessment (SLCA), Life Cycle Costing (LCC), and Material Flow Analysis (MFA). A combination of

these methods can provide an integrative approach to help in life cycle management in the bioeconomy field.

In addition to the development of tools and methodologies for product evaluation, the state of the art in life cycle management in the bioeconomy involves the integration of life cycle thinking into business strategies and policies. By considering the entire life cycle of a product or process, companies can make informed decisions on sustainability and circularity while maintaining profitability. This integration is essential because it enables companies to identify potential environmental and social impacts and take steps to mitigate them. For example, companies can use LCAs to identify areas in their supply chains where they can reduce greenhouse gas emissions or minimize waste generation.

However, the use of LCA tools and methods for supporting the development of the bioeconomy field comes with several further challenges: First of all, by introducing more integrated approaches, the complexity of the LCA increases, which is reflected in the significant time associated to data collection and analysis. This could result in a less attractive methodology for the organizations involved in the bioeconomy field. Another important challenge is the establishment of a consistent, accurate and transparent database for comprehensive evaluations.

Moreover, the bioeconomy is a rapidly evolving field, with new technologies, products, and processes emerging all the time. This requires LCA practitioners to stay up-to-date with the latest developments in the bioeconomy and to adapt their methodologies to address new challenges and opportunities, especially considering that some of the most relevant prospective technological approaches could be still at early stages of development. There is therefore a need to establish consistent technology appraisal methodologies that could capture the potential impacts of the technical concepts at low technology readiness (TRL) levels.

4 Conclusions

In conclusion, the bioeconomy presents an exciting opportunity for achieving sustainable development goals by replacing non-renewable resources with renewable resources derived from biomass. However, the bioeconomy is a complex system that poses several challenges from a life cycle perspective. These challenges include ensuring sustainable production of biomass feedstocks, efficient conversion of biomass into bio-based products and bioenergy, sustainability of bio-based products and bioenergy, and sustainable and transparent governance of the bioeconomy.

To address these challenges, a combination of approaches is required. Firstly, promoting the use of residual and waste biomass and developing sustainable biomass production systems can ensure sustainable production of biomass feedstocks. Secondly, adopting advanced biomass conversion technologies and

optimizing the use of biomass feedstocks by developing integrated bio-refinery systems can ensure efficient conversion of biomass. Thirdly, developing sustainability certification and labeling schemes and policies and regulations that promote sustainability can ensure the sustainability of bio-based products and bioenergy. Finally, developing policies and regulations that promote sustainable governance of the bioeconomy and multi-stakeholder platforms can ensure sustainable and transparent governance of the bioeconomy.

It is essential to recognize that the challenges of the bioeconomy from a life cycle perspective are complex and interconnected. Addressing one challenge may have unintended consequences for another. Therefore, a holistic approach that considers the entire bioeconomy system's life cycle is necessary to ensure the bioeconomy's sustainability and contribution to sustainable development. This approach requires collaboration and cooperation among stakeholders across the bioeconomy's value chain, including policymakers, industry, academia, civil society, and consumers.

References

- Balkau, F., Bezama, A. (2019): Life cycle methodologies for building circular economy in cities and regions. *Waste Manage. Res.* 37 (8), 765 – 766. <https://doi.org/10.1177/0734242X19864489>
- Bezama, A., Ingrao, C., O'Keeffe, S., Thrän, D. (2019): Resources, collaborators, and neighbors: The three-pronged challenge in the implementation of bioeconomy regions. *Sustainability* 11 (24), art. 7235. <https://doi.org/10.3390/su11247235>
- Bracco, S., & Galli, A. (2019). Towards a bio-based circular economy: The role of technological innovation in the bioeconomy. *Journal of Cleaner Production*, 214, 361-370. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.215>
- de Baan, L., Alkemade, R., Koellner, T., & Tukker, A. (2019). Towards a meaningful use of multi-criteria analysis in life cycle assessment for sustainable bioeconomy policy. *Journal of Cleaner Production*, 233, 844-853. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.214>
- EC - European Commission (2018). A sustainable bioeconomy for Europe: strengthening the connection between economy, society and the environment. Retrieved from https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/sustainable-bioeconomy-europe-strengthening-connection-between-economy-society-and_en
- EC - European Commission. (2020). The role of research and innovation in the bioeconomy: Challenges and opportunities. Retrieved from <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/6a425f6e-f628-11e9-801b-01aa75ed71a1/language-en>
- EEA - European Environment Agency. (2019). Circular economy in Europe: insights on progress and prospects. Retrieved from <https://www.eea.europa.eu/publications/circular-economy-in-europe-2019>
- FAO - Food and Agriculture Organization of the United Nations. (2018). The state of food and agriculture 2018: migration, agriculture and rural development. Retrieved from <http://www.fao.org/3/I9542EN/i9542en.pdf>

- Godin, M., & Lacroix, R. (2018). The social dimension of sustainability in bioeconomy strategies. *Sustainability*, 10(10), 3579. <https://doi.org/10.3390/su10103579>
- Hildebrandt, J., Bezama, A., Thrän, D. (2020): Insights from the Sustainability Monitoring Tool SUMINISTRO applied to a case study system of prospective wood-based industry networks in Central Germany. *Sustainability* 12 (9), art. 3896. <https://doi.org/10.3390/su12093896>
- König, H., Hagemann, N., & Matzdorf, B. (2018). Social sustainability in the bioeconomy: An analysis of social indicators in sustainability certification schemes. *Journal of Cleaner Production*, 171, 1639-1650. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.265>
- IEA - International Energy Agency. (2019). The future of biomass: opportunities, challenges and risks. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-future-of-biomass>
- Roesch, M., & Finkbeiner, M. (2019). Life cycle assessment of bio-based products: challenges and innovations. *Journal of Cleaner Production*, 215, 70-82. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.286>
- Shapira, P., & Gök, A. (2018). Bioeconomy governance: Experiments in regional and innovation policy. *Journal of Cleaner Production*, 172, 3675-3687. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.243>
- Sustainable Biomass Program. (2021). Ensuring sustainability in the bioenergy sector. Retrieved from <https://www.sustainablebiomassprogram.org/>
- Toppinen, A., & Korhonen, J. (2018). Forest-based bioeconomy and its sustainability challenges: A social-ecological systems perspective. *Journal of Cleaner Production*, 172, 2862-2870. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.067>
- Wang, Y., Zhou, Z., Li, S., & Zhang, J. (2019). Life cycle sustainability assessment of bio-based products: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 617-627. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.005>
- Zeug, W., Bezama, A., Thrän, D. (2021): A framework for implementing holistic and integrated life cycle sustainability assessment of regional bioeconomy. *Int. J. Life Cycle Assess.* 26 (10), 1998 – 2023. <https://doi.org/10.1007/s11367-021-01983-1>

Kontakt

Prof. Dr. mont. Alberto Bezama

Department of Bioenergy, Helmholtz Centre for Environmental Research – UFZ

in cooperation with the Deutsches Biomasseforschungszentrum – DBFZ

Permoserstraße 15, 04318 Leipzig, Germany

✉ alberto.bezama@ufz.de | 🌐 www.ufz.de/index.php?en=37119

Universität Rostock, AUF, Professur Bioökonomie-Systemanalyse

✉ alberto.bezama@uni-rostock.de

KraftwerkLand – Prototyp für nachhaltige dezentrale Energieerzeugung

Zusammenfassung: Das KraftwerkLand ist eine Pilotanlage in Dörentrup (Ostwestfalen-Lippe), um die Zukunft der Energie im ländliche Raum zu erforschen. Hier wird die Konversion und Speicherung erneuerbarer Energie für die Versorgung durch intelligente dezentrale Netze untersucht. Dabei werden sowohl technisch ausgereifte und verfügbare Anlagenkomponenten verbaut, als auch innovative Komponenten eingebunden und im Feldversuch unter realen Einsatzbedingungen untersucht. Aktuelle Forschungsprojekte beinhalten die Untersuchung eines Bioreaktors zur biologischen Methanisierung von Kohlendioxid und Wasserstoff und die bedarfsangepasste Speicherung von grünem Strom in Form von Wasserstoff. Weitere Projekte zur Sorptionsspeicherung gasförmiger Energieträger, der Akzeptanz neuer Technologien zur Energiewende sowie zur Kopplung mit dem Mobilitätssektor werden folgen.

Abstract: KraftwerkLand (rural power plant) is a pilot plant in Dörentrup (Ostwestfalen-Lippe) for the investigation of the future of energy in rural areas. The conversion and storage of renewable energy distributed by decentralized intelligent energy networks is investigated. There are ready developed and commercially available components as well as innovative technology, which is field tested under real operational conditions. Current research include the optimization of a reactor for the biogenic methanation of carbondioxide and hydrogen and the customized storage of renewable electric power as hydrogen. Future projects will address the storage of renewable gaseous fuels by sorption and the acceptance of new technology for the energy transition.

1 Energiewende

Aktuell wird Strom weitgehend aus fossilen Energieträgern, vor allem Gas und Kohle, über Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bereitgestellt. Diese sind in zentralisierte Netzen eingebunden, die überwiegend national nach Ländergrenzen aufgebaut sind. Wärme wird meist durch Verbrennung von Erdgas generiert, welches über große Pipelines importiert wird. Die Energieverteilung ist über große Stromtrassen und Gaspipelines gekennzeichnet. Im Mobilitätssektor werden Benzin und Diesel aus zentralen Raffinerien auf die lokalen Tankstellen verteilt. Die Energie wird an Konsumenten weitergegeben, die diese als zahlende „Verbraucher“ nutzen.

Diesem zentralisierten hierarchischen Modell steht die Energieversorgung der Zukunft gegenüber. Energie aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, Biomasse, Wasser) kommt aus vielen kleinen dezentralen Anlagen. Diese wird durch kleinräumige intelligente Netze, die miteinander verbunden sind grenzüberschreitend verteilt. Wegen der Volatilität der Bereitstellung und der Nachfrage sind

zahlreiche unterschiedlichste Energiespeicher in die Netze integriert. Bereitstellung und Nutzung von Energie sind bidirektional: Die vormaligen Verbraucher können auch über eigene Anlagen Energie bereitstellen. Die einzelnen Energiesektoren sind stärker miteinander gekoppelt, um der Volatilität in Angebot und Nachfrage entgegenzuwirken. Auch ist für die einzelnen Sektoren eine höhere Diversität bezüglich der genutzten Energieformen (Strom, Brennstoffe, ...) zu erwarten.

Vor allem ländliche Regionen können von dieser Entwicklung profitieren. Hier sind die Flächen für Windkraft, Fotovoltaik und Biomasseerzeugung vorhanden, Energie kann lokal bereitgestellt und genutzt werden.

2 KraftwerkLand

Diese Vision der zukünftigen Energieversorgung im ländliche und periurbanen Raum wollen wir an der Technischen Hochschule Ostwestfalen-Lippe (TH OWL) mit dem KraftwerkLand adressieren. Über Energieanlagen im Pilotmaßstab wird zu den Fragen der Realisierung und Umsetzung sowie neuen Energietechnologien geforscht. Das KraftwerkLand befindet sich am Innovationszentrum Dörentrup, die Aktivitäten werden durch den Kreis Lippe unterstützt. Der Standort profitiert auch durch die Nähe einer Bürgerwindkraftanlage, einer Fotovoltaikanlage sowie einer Biogasanlage. Durch die Lage und die Transferaktivitäten am Innovationszentrum Dörentrup ist eine hohe Zugänglichkeit für interessierte Bürger und Beteiligte gegeben.

Das KraftwerkLand ist aus unterschiedlichen Projekten der TH OWL entstanden, die miteinander verbunden und zusammengeführt wurden. Eine Übersicht der Energieströme und Konversionspfade ist in Abb. 1 gegeben. Kernstück des KraftwerkLand sind die Projekte FES Fieldlab und bioCO₂nvert. Die Anlagen werden durch zukünftige weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte genutzt und weiter ausgebaut werden.

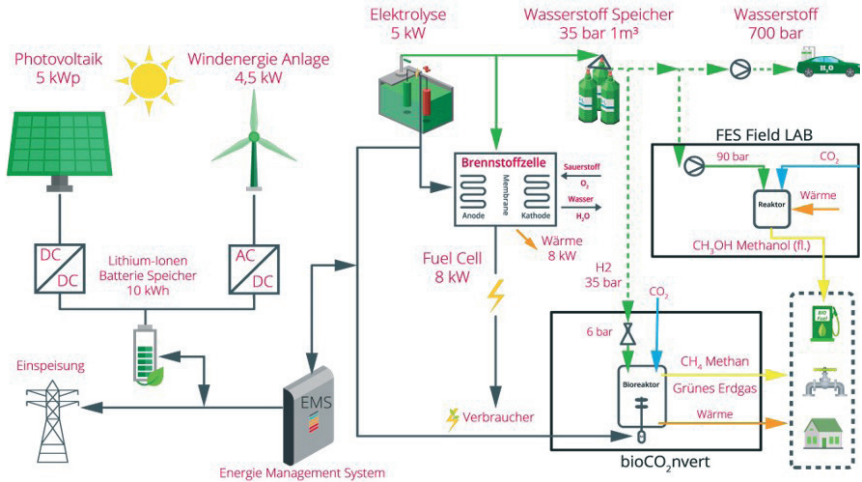


Abb. 1: Übersicht der Energieströme des KraftwerkLand

2.1 FES Fieldlab

Das FES Fieldlab (Fluid Energy Systems) (gefördert durch BMBF, FH Invest) ist ein kompaktes, innovatives Speicherkraftwerk im Pilotmaßstab, das sich selbst mit erneuerbarer Energie versorgen kann und verschiedene Speicher- und Wandlungstechnologien vorhält. Es dient sowohl als Plattform für Forschung und Entwicklung, ist aber auch als Demonstrator für den Wissens- und Technologietransfer ausgelegt. Das Feldlabor ist mit industriellen Komponenten im kleinen Maßstab gebaut, hat eine Elektrolyseleistung von 10 kW, kann Strom aus Wind und Sonne in grünen Wasserstoff umwandeln und so 200 kWh Energie langfristig speichern. Durch Verdichtung lässt sich die Energiemenge auf 600 kWh erhöhen. Zu einem späteren Zeitpunkt kann diese Energie mit einer 8 kW Brennstoffzelle wieder in Strom zurück gewandelt werden. Der Wasserstoff kann außerdem zu Methanol weiterverarbeitet werden.

2.2 BioCO₂nvert

Das Ziel des interdisziplinären Forschungsvorhabens bioCO₂nvert (gefördert durch BMBF, FH Profunt) ist der Nachweis des wirtschaftlichen Betriebs einer biokatalytischen Power-to-(Methan)Gas-Anlage anhand des konkreten Fallbeispiels an einer der größten europäischen Bioethanol-Anlagen. Es werden Szenarien erarbeitet, die unter den Aspekten der Teilnahme am Regelleistungsmarkt, der Anrechnung auf die Treibhausquote und Nutzung von innerbetrieblichen Synergien Wirtschaftlichkeit erreichen sollen. Die sich aus den Geschäftsmodellen ergebenden dynamischen Betriebsprofile werden an der

speziell dafür konstruierten biokatalytischen PtG-Anlage experimentell in Echtzeit-Simulation überprüft und optimiert. Auf diesem Weg wird eine sektorenübergreifende Systemlösung für die Speicherung von volatillem erneuerbarem Strom und die emissionsverbesserte Produktion von Biokraftstoff entwickelt.

2.3 Methodischer Ansatz

Durch die Anlagen lassen sich die unterschiedlichsten Szenarien erproben und das Zusammenspiel der Komponenten unter realen Einsatzbedingungen beobachten, vermessen und optimieren. Auch kann die Praxistauglichkeit neuer innovativer Technologien im Feldtest untersucht werden. Durch die integrierte Messtechnik werden Daten erfasst, die weiter genutzt werden: als Datenbasis für Hardware-in-the-Loop-Simulatoren, Validierungsdaten für physikalische Modelle und Grundlagen datengetriebener Modelle für digitale Zwillinge.

3 Forschungsthemen

Erforscht werden sowohl das Gesamtsystem basierend auf dem Zusammenspiel technisch bereits entwickelten Komponenten als auch das Betriebsverhalten einzelner technisch innovativer Komponenten, sowie die Möglichkeiten der intelligenten Steuerung und Regelung des Systems.

Auf Systemebene wird aktuell die Generierung, Konversion und Speicherung von Strom aus Wind und Sonne untersucht. Strom wird durch die eigene Windkraft- und Fotovoltaikanlage generiert und durch die angeschlossenen Verbraucher genutzt. Überschüssiger Strom wird durch Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt und bei höherem Druck gespeichert. Bei Bedarf kann dieser dann über eine Brennstoffzelle wieder rückverstromt werden. Neben dem Wasserstoffspeicher werden zur Zwischenspeicherung auch Batteriespeicher eingesetzt. Die Untersuchungen können für unterschiedliche Lastszenarien (reale und simulierte) für die am Standort vorliegenden Umgebungsbedingungen (Wind und Sonne) durchgeführt werden. Auf diese Weise ist eine Optimierung zur Dimensionierung der einzelnen Komponenten möglich. Die Untersuchungen bieten die Grundlage zur Übertragung des Anlagenkonzeptes auf andere Standorte und andere Größen.

Das Betriebsverhalten des Biorektors wird im Hinblick auf Betriebsparameter aber auch auf das Verhalten unterschiedlicher Archaeen-Kulturen untersucht. Dadurch ist eine Optimierung des Reaktors und der Betriebsbedingungen möglich. Die Untersuchungen bilden die Datenbasis für einen Scale-up in den Produktionsmaßstab.

Eine Alternative zur Speicherung des Wasserstoffs bei hohen Drücken ist die Speicherung in Sorptionstanks. Die Speicherkapazität hängt von den gewählten Sorbentien aber auch dem Be- und Entladevorgang ab. In diesem Bereich sollen die Forschungsaktivitäten weiter ausgebaut werden.

Die nächste Ausbaustufe des KraftwerkLand wird die Kopplung mit dem Mobilitätssektor beinhalten. In den Projekten „Postfossil Mobil“ und „Hyperformer“ wird in Ostwestfalen-Lippe die Zukunft der Mobilität untersucht. Hier werden über Feldversuche und Begleitforschung die Bereitstellung der erneuerbaren Energie für alternative Antriebskonzepte betrachtet.

Die einzelnen Komponenten der Anlage zur Speicherung und Konversion sind mit den Anlagen zur Bereitstellung (Fotovoltaik, Windkraft) und zum Verbrauch (Gebäude, Antriebe) durch intelligente Netze verbunden. Hier werden sowohl die benötigten Algorithmen als auch zukünftige Hardware getestet.

Durch das KraftwerkLand sind die Anlagen, die den Wandel im Energiesektor ermöglichen, vor Ort aufgebaut und in Funktion. Für die Region Ostwestfalen-Lippe kann die Anlage dadurch auch als Demonstrator zur Weiterbildung im Bereich Wasserstofftechnologie dienen, um den zukünftigen Bedarf an qualifizierten Handwerkern und Technikern zu decken.

Ein weiteres wichtiges Thema der Energiewende, welches wir über das KraftwerkLand adressieren werden, ist die Akzeptanz der Technologien zu erneuerbaren Energien. Durch die Zugänglichkeit der Anlage sowie die Zusammenarbeit mit den Stakeholdern versuche wir die Akzeptanz neuer Technologien schon im Entwicklungsstadium zu berücksichtigen.

4 Ausblick

Das KraftwerkLand am Innovationszentrum Dörentrup ist eine Pilotanlage in Ostwestfalen Lippe, in der die Technologien der Energiewende im Feldversuch erforscht werden können. Mögliche Untersuchungen reichen von Komponenten bis zu kompletten Systemen und deren Einbindung. Die so aufgenommenen Messwerte sind nicht nur Basis einer Optimierung sondern auch Datenbasis einer Abbildung in der virtuellen Welt. Durch das KraftwerkLand können wir den Wandel im Energiesektor sowohl in Bezug auf Technik als auch auf Akzeptanz, vor allem in unserer Region Ostwestfalen-Lippe, voranbringen.

Literatur/Quellen

- Griese, M., Hoffrath, M., Broeker, T., Schulte, T., & Schneider, J. (2019). Hardware-in-the-Loop simulation of an optimized energy management incorporating an experimental biocatalytic methanation reactor. *Elsevier Energy*, 181, 77–90.
- Hoffarth, M. P., Broeker, T., & Schneider, J. (2019). Effect of N₂ on Biological Methanation in a Continuous Stirred-Tank Reactor with *Methanothermobacter marburgensis*. *Fermentation*, 5(3).
- Klepp, G.: Modelling of Demonstrator and Application for Power to Hydrogen and Power to Methane Production, EUBCE 30th European Biomass Conference and Exhibition 2022

Kontakt

Prof. Dr.-Ing. Georg Klepp

M. Sc. Timo Broeker

Institut für Energieforschung (IFE)
Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe

✉ georg.klepp@th-owl.de

✉ timo.broeker@th-owl.de

Zwischen Gegenwart und Zukunft – Wohin mit den erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr?

Zusammenfassung: Verkehr vermeiden, verlagern und verbessern sind die drei wichtigsten Ansätze für die Erfüllung der Klimaziele im Verkehr. Für den letzten Punkt wird ein wesentlicher Aspekt die Bereitstellung erneuerbarer Energieträger für die verschiedenen Fahrzeugantriebe sein. Jedoch sind sowohl erneuerbarer Strom als auch erneuerbare Kraftstoffe aus vielerlei Gründen nur begrenzt verfügbar. Gleichzeitig nimmt die Mobilität – auch durch den stetig wachsenden Konsum von Gütern – global beständig zu. Der massive Zubau an erneuerbarem Strom und die Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe ist daher enorm wichtig. Erneuerbare Kraftstoffe stehen perspektivisch nur für die schwer zu elektrifizierenden Bereiche wie Schiff- und Luftfahrt zur Verfügung.

Abstract: Avoiding transport, modifying transport and improving transport are the three main approaches to achieving climate change targets in the transport sector. A key aspect of the latter is the provision of renewable energy sources for the various vehicle propulsion systems. However, both renewable electricity and renewable fuels are only available in limited quantities for many reasons. At the same time, mobility is constantly increasing worldwide, partly due to the ever-increasing consumption of goods. A massive increase in additional renewable electricity and the electrification of vehicle drives is therefore of enormous importance. In the long term, renewable fuels will only be available for the shipping and aviation sectors, which are difficult to electrify.

1 Die Ausgangslage: Verkehrsentwicklung und Ziele

Der Verkehrssektor soll in Deutschland bis 2045 und weltweit bis 2050 klimaneutral sein. Wie sich der Verkehr bis dahin entwickeln muss, um dieses Ziel zu erfüllen, wurde in den vergangenen Jahren in verschiedenen Leitstudien für Deutschland beschrieben [1-6]: Die Verkehrsleistung muss sowohl im Personen- als auch im Straßengüterverkehr reduziert werden; der Verkehr muss bestmöglich auf ressourcenschonende Verkehrsangebote verlagert werden; Fahrzeugantriebe müssen – insofern technisch möglich – elektrifiziert werden; gleichzeitig muss das Angebot den Bedarf an erneuerbaren Energieträgern abdecken. Die Leitstudien unterscheiden sich in der Hebelwirkung einzelner Maßnahmen, sodass je nach ausgewähltem Pfad ein Energiebedarf an erneuerbaren Kraftstoffen und erneuerbarem Strom zwischen 750 und 1.600 PJ für den deutschen Verkehr im Jahr 2045 entsteht (siehe rote Linien in Abb. 1).

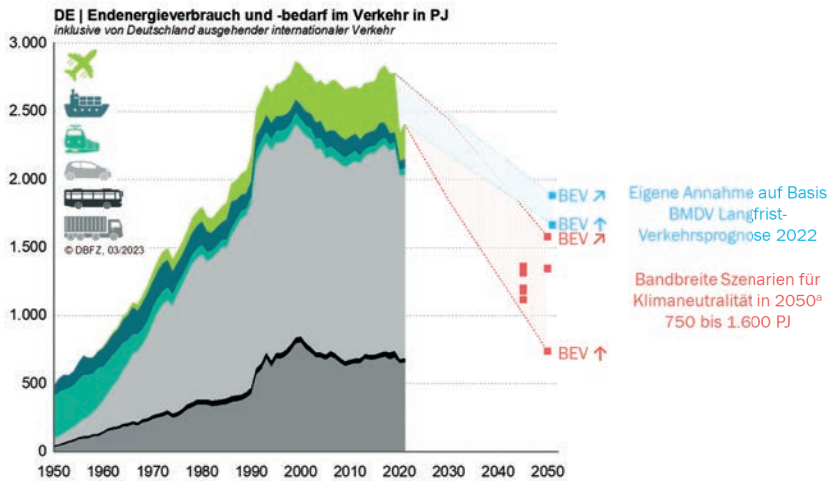


Abb. 1: Endenergieverbrauch und -bedarf von 1950 bis 2050 [7]

Im Vergleich dazu verbraucht der Verkehr heute zwischen 2.380 PJ (2020) und 2.820 PJ (2019) an Energie [8]. Dieser Bedarf erzeugt jährlich zwischen 20 und 25 % der gesamten von Deutschland verursachten Treibhausgase [9]. Die Zielvorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes wurden selbst in den von COVID 19 stark beeinflussten Jahren 2021 und 2022 nicht erfüllt [10]. Eine Trendumkehr ist – vor allem vor dem Hintergrund der Aufweichung des Klimaschutzgesetzes – für die kommenden Jahre nicht zu erwarten, denn die beschriebenen Maßnahmen zur Vermeidung und Verlagerung wurden bisher nicht in dem notwendigen Maße umgesetzt: Der Fahrzeugbestand von aktuell 60 Millionen Fahrzeugen wird tendenziell weiter steigen bzw. auf diesem hohen Niveau verbleiben; die Verkehrsleistung wird nach den COVID-19-Jahren wieder stark an Fahrt gewinnen (die Langfrist-Verkehrsprognose des Verkehrsministeriums erwartet für das Jahr 2051 einen Zuwachs von 13 % im Personenverkehr und von 46 % im Güterverkehr im Vergleich zum Jahr 2019 [11]); der Ausbau der Elektromobilität und dessen Infrastruktur erfolgt viel zu langsam und wird in vielen Teilen der Gesellschaft noch nicht vollumfänglich akzeptiert; der Anteil an erneuerbaren Kraftstoffen lag noch nicht einmal bei 10 % in den vergangenen Jahren [7]. Mit Verweis auf die Langfrist-Verkehrsprognose müssten erneuerbare Energieträger wie Kraftstoffe aus Anbaubiomasse, Abfall- und Reststoffen und perspektivisch auch erneuerbarer Strom sowie strombasierte Kraftstoffe eine viel stärkere Rolle bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen im Verkehr einnehmen.

Im globalen Kontext werden diese Herausforderungen als deutlich größer bewertet, denn Verkehrsleistung und Energiebedarf werden im Vergleich zu Deutschland weltweit viel stärker ansteigen, u. a. prognostiziert IRENA mindestens eine Verdopplung der Verkehrsleistung bis zum Jahr 2050 [12].

2 Der Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen

Um bei der hohen prognostizierten Verkehrsleistung zukünftig den Energiebedarf reduzieren zu können, gilt es umso mehr, den Elektroantrieb auf Grund seiner hohen Effizienz als die dominierende Antriebsform im Verkehr zu etablieren. Dies gilt insbesondere im motorisierten Individualverkehr, im öffentlichen Personennahverkehr, im urbanen und regionalen Straßengüterverkehr und im Schienenverkehr. Der Schiffs- und Luftverkehr und die schweren Maschinen in der Landwirtschaft werden bis auf wenige Ausnahmen weiterhin mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern angetrieben werden. Bei den mittelschweren und schweren Fahrzeugen im Straßengüterverkehr sowie bei Fernbussen gibt es derzeit noch keine klare Tendenz, dass sich ein Antriebskonzept durchsetzen wird. Hier stehen für die beiden Fahrzeugklassen aktuell Konzepte mit Elektroantrieb (Batterie, Oberleitung oder Wasserstoff mit Brennstoffzelle) und mit Verbrennungsmotor (mit Wasserstoff, LNG oder FAME, HVO- und Fischer-Tropsch-Diesel) zur Diskussion. Ein rein batterieelektrischer Antrieb ist jedoch in diesem Segment mit Fahrleistungen von mehr als 500 km pro Tag mit dem heutigen Stand der Technik nur schwer realisierbar, da die verfügbaren Batteriekapazitäten und die notwendigen Ladezeiten dem aktuellen Trend der „Just-in-time“-Versorgung entgegenstehen.

Selbst wenn alle Beteiligten der Elektromobilität positiv gegenüberstehen würden und die dafür notwendige Infrastruktur in den einzelnen Segmenten in den kommenden Jahren verfügbar wäre, so ist ein vollständiger Antriebswandel bis 2045 nur schwer möglich. Viele Fahrzeuge haben eine Lebenszeit von 20 Jahren und mehr [7]. Jeder heute verkaufte „Verbrenner“ steht dem entsprechend entgegen. Folglich teilt sich der Energiebedarf der ausgewählten Szenarien nach Tab. 1 auf: In Deutschland werden demnach 370 bis 1.135 PJ flüssige oder gasförmige Energieträger in den Jahren 2045/2050 benötigt – wobei im Kontext der aktuellen Langfrist-Verkehrsprognose tendenziell von der oberen Bandbreite ausgegangen werden muss (siehe blaue Linien in Abb. 1) [11] – und weltweit werden 32.500 bis 66.000 PJ an flüssigen oder gasförmigen Energieträgern benötigt.

Tab. 1: Energiebedarf aufgeteilt nach Energieträger in 2045/2050 [1,3,4,12,13]

	UBA [DE]	Agora [DE]	BDI [DE]	IRENA [Global]	IEA [Global]
Strom	365 - 415 PJ	615 PJ	585 PJ	32.500 PJ	41.000PJ
Wasserstoff		145 PJ	75 PJ	8.000 PJ	
Kraftstoffe	370 - 1.135 PJ	390 PJ	702 PJ	58.000 PJ	32.500 PJ ¹

¹ inkl Wasserstoff

3 Verfügbare erneuerbare Kraftstoffe und deren Ressourcen

Die chemischen Verbindungen, welche als erneuerbare Kraftstoffe eingesetzt werden können, sind heute weitestgehend bekannt. Bei Kraftstoffen wie Bioethanol, FAME, HVO-Diesel und Biomethan sind auch bereits Produktionskapazitäten im Markt etabliert. Bei anderen Technologien wie den verschiedenen eFuels oder zu großen Teilen den fortschrittlichen Biokraftstoffen sind hingegen noch keine nennenswerten Kapazitäten aufgebaut, da deren Bedarf noch nicht in einem wirtschaftlich rentablen Maße vorhanden ist. Abb. 2 zeigt den aktuellen Stand der verschiedenen erneuerbaren Optionen sowie deren aktuelle Anwendungsbereiche.

Bezugsjahr 2021	Technologischer Reifegrad TRL	Aktuelle Anwendungsbereiche	
		Hoher Energiebedarf für Fahrzeugsegment	Geringer Energiebedarf für Fahrzeugsegment
Strom	11		
Ethanol als E5 oder E10	Bio: 8 - 11		
Biodiesel (FAME) als B7	Bio: 4 - 11		
Paraffinischer Diesel HVO als Beimischung	Bio: 3 - 11 PTX: 3 - 7		
Paraffinisches Kerosin HEFA als Beimischung	Bio: 3 - 10 PTX: 3 - 7		
Methan CNG und LNG	Bio: 6 - 11 PTX: 6		
Wasserstoff	Bio: 4 - 8 PTX: 6 - 11		
Methanol	Bio: 3 - 8 PTX: 3 - 7		
Methanol-to-gasoline	Bio: 3 - 8 PTX: 4 - 5		
Alcohol-to-jet	Bio: 3 - 8 PTX: 4 - 5		

Abb. 2: Aktueller Entwicklungsstand von erneuerbaren Energieträgern [14,15]

Die Ressourcenbereitstellung stellt den Schritt vor der Kraftstoffproduktion in der Wertschöpfungskette dar. Die für die Biokraftstoffproduktion geeigneten biogenen Ressourcen lassen sich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren. Aus dem regulatorischen Kontext ergibt sich vor allem die Unterteilung in biogene Hauptprodukte (vor allem Kultur- bzw. Nutzpflanzen), biogene Nebenprodukte sowie Abfälle und Reststoffe. Für die anwendbaren Produktionstechnologien ist hingegen die Unterteilung der biogenen Ressourcen nach ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften – öl- und fetthaltige, zucker- und stärkehaltige oder lignocellulosehaltige Biomasse – von Interesse. Die wesentlichen Ausgangsstoffe von eFuels sind erneuerbarer Strom und Wasser für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse sowie eine Kohlenstoffquelle (meist CO₂) für die Weiterverarbeitung zu kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen (ausgenom-

men Ammoniak). Insbesondere in Deutschland konzentriert man sich dabei auf die Nutzung fortschrittlicher Ressourcen und Altspeiseöle für die Biokraftstoffproduktion sowie zwangsläufig perspektivisch auch verstärkt auf strombasierte Kraftstoffe. Abb. 3 stellt das Potenzial an erneuerbaren Kraftstoffen auf Basis der mobilisierbaren Biomasse und der technisch verfügbaren CO₂-Punktquellen für Deutschland dar. Starke Konkurrenzen um die mobilisierbare Biomasse aus anderen Sektoren und ein starker Rückgang verfügbarer CO₂-Punktquellen werden das heute technisch verfügbare Potenzial perspektivisch deutlich schrumpfen lassen. Entsprechend wird Deutschland auf den internationalen Handel mit erneuerbaren Kraftstoffen angewiesen sein. [16]

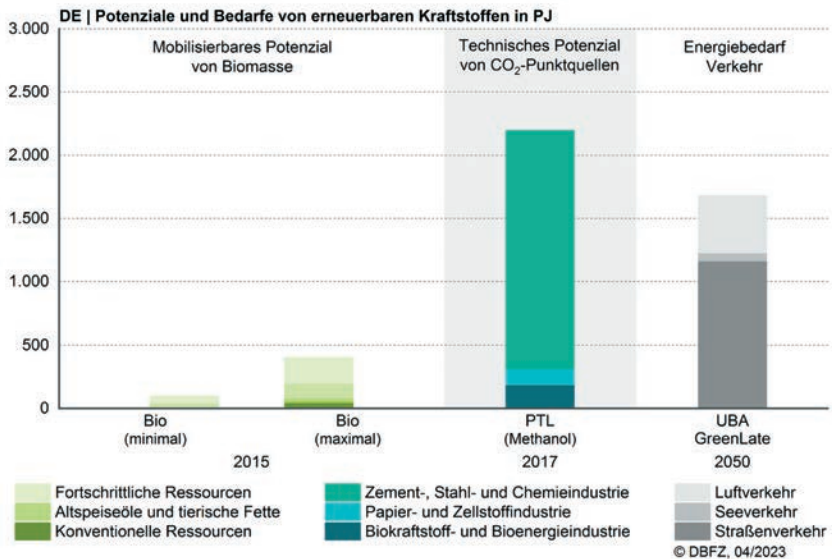


Abb. 3: Potenziale und Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen in Deutschland [16]

4 Kontextualisierung

Das Projekt „Szenarien einer optimalen Biomassenutzung im deutschen Energiesystem“ (SoBio) befasste sich in den letzten drei Jahren mit kostenoptimierten Modellierung zur energetischen Biomassenutzung in Deutschland [17].

Dabei ergaben die Berechnungen, dass die limitierten Biomassepotenziale mit Blick auf 2045 fast vollumfänglich ausgenutzt werden und in schwer zu elektrifizierende Bereiche des Wärme- und Verkehrssektors sowie zur flexiblen Strombereitstellung eingesetzt werden. Für die Bereitstellung dieser Energien werden zudem Importe notwendig sein. Für den Verkehr werden langfristig die Schifffahrt und die Luftfahrt mit erneuerbaren Kraftstoffen versorgt werden (Abb. 4). Lignocellulosehaltige Biomassen und ölige Reststoffe werden langfristig als BtL

und HEFA im Flugverkehr eingesetzt werden, ebenso wie eFuels. Verflüssigtes Methan aus Biogas und lignocellulosehaltige Biomassen werden laut dem Berechnungsmodell dagegen im Schiffsverkehr eingesetzt. Alle anderen Segmente einschließlich dem schweren Straßengüterverkehr müssen langfristig elektrifiziert werden. Kurz- bis mittelfristig stellt erneuerbares LNG auch im schweren Straßengüterverkehr eine Alternative zum heute etablierten Diesel dar. Im Verkehrssektor insgesamt bleiben jedoch die heute etablierten Kraftstoffe (maßgeblich FAME, Bioethanol und HVO-Diesel) zunächst die wichtigsten Optionen.

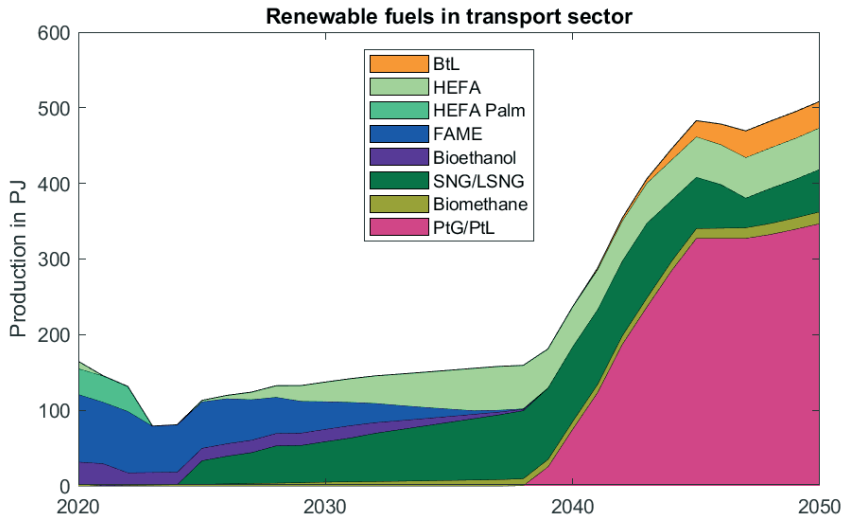


Abb. 4: Entwicklung der erneuerbaren Kraftstoffe laut SoBio [17]

Abb. 4 zeigt damit eindrucksvoll, dass heute verwendete Kraftstoffe zukünftig zwangsläufig nicht mehr notwendig sind. Dagegen werden neue Kraftstoffoptionen mit anderen Produktionstechnologien umso mehr an Bedeutung gewinnen und die verfügbaren Ressourcen verarbeiten. Zum Beispiel wird der Bedarf an Bioethanol als Kraftstoff in den kommenden Dekaden wegfallen, dafür werden die damit verfügbaren Ressourcen anderen Technologien wie dem Alcohol-to-Jet-Verfahren zur Verfügung stehen. Ähnlich wird ein Wechsel von FAME zu HVO/HEFA erfolgen, deren Technologie deutlich variabler im Produktportfolio ist. Eine Übersicht dazu bringt abschließend Abb. 5.

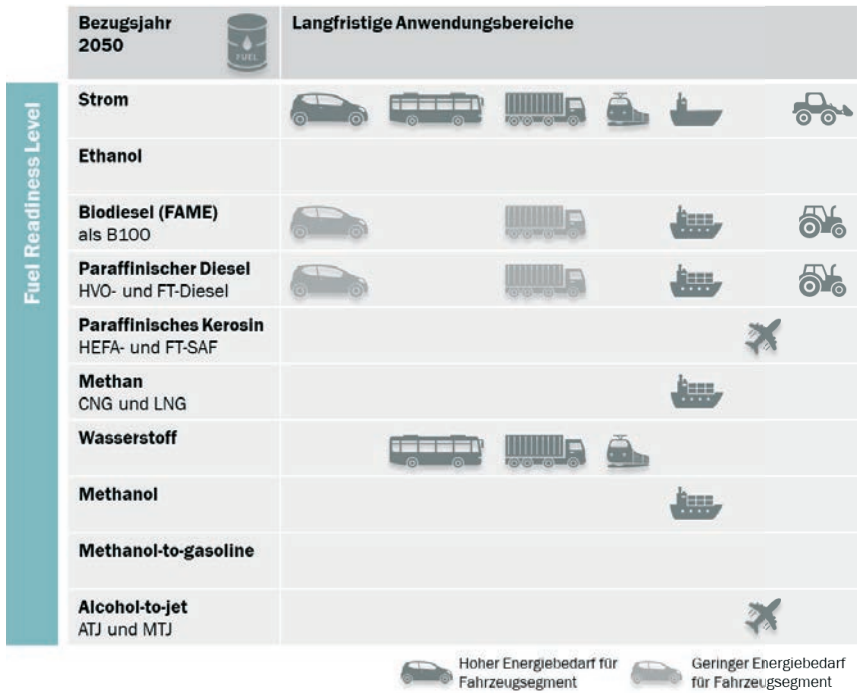


Abb. 5: Perspektivisch notwendige Kraftstoffe und deren Anwendungsbereiche [14]

Literatur/Quellen

- [1] PURR, Katja; GÜNTHER, Jens; LEHMANN, Harry; NUSS, Philip: Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE -Studie. Dessau-Roßlau, 2019 (CLIMATE CHANGE 36/2019)
- [2] DENA: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. 07.10.2021
- [3] PROGNOSES ; ÖKO-INSTITUT; WUPPERTAL-INSTITUT: Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. 2021
- [4] BOSTON CONSULTING GROUP (BCG), PROGNOSES: Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. 2021
- [5] FRAUNHOFER ISI: Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. URL <https://www.langfristszenarien.de/index.php>. – Aktualisierungsdatum: 2023-04-21
- [6] LUDERER, Gunnar; KOST, Christoph; SÖRGEL, Dominika: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Ariadne-Report. Szenarien und Pfade im Modellvergleich

- [7] SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin: Verkehr und seine Infrastruktur. In: SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin (Hrsg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr: DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig, 2022, S. 42–64
- [8] EUROSTAT: Vereinfachte Energiebilanzen: NRG_BAL_S – Überprüfungsdatum 2023-04-21
- [9] EUROSTAT: Treibhausgasemissionen nach Quellsektor: ENV_AIR_GGE. URL https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_AIR_GGE__custom_58222260/bookmark/table?lang=de&bookmarkId=cf6f0de9-536f-41ed-856d-ffc2f41ec8c0. – Aktualisierungsdatum: 2023-04-21
- [10] UBA: Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes: 1990 - 2022. 2023
- [11] INTRAPLAN CONSULT GMBH; TTS TRIMODE TRANSPORT SOLUTIONS GMBH: Gleitende Langfristverkehrsprognose 2021-2022: Prognose 2022
- [12] IRENA: Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. 2018
- [13] IEA: World Energy outlook 2022. 2022
- [14] SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin ; HAUSCHILD, Stephanie; REMMELE, Edgar; THUNEKE, Klaus: Technologiesteckbriefe und Übersicht. In: SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin (Hrsg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr : DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig, 2022, S. 240–266
- [15] HAUSCHILD, Stephanie ; COSTA DE PAIVA, Gabriel ; NEULING, Ulf ; ZITSCHER, Tjerk ; KÖCHERMANN, Jakob ; GÖRSCH, Kati: Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen. In: SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin (Hrsg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr : DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig, 2022, S. 65–103
- [16] NAUMANN, Karin; COSTA DE PAIVA, Gabriel; NEULING, Ulf; ZITSCHER, Tjerk; NIEß, Selina; CYFFKA, Karl-Friedrich: Ressourcen und ihre Mobilisierung. In: SCHRÖDER, Jörg; NAUMANN, Karin (Hrsg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr: DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig, 2022, S. 104–145
- [17] MEISEL, Kathleen; JORDAN, Matthias: Szenarien einer optimalen energetischen Biomassenutzung im Energiesystem: SoBio. URL <https://www.dbfz.de/sobio/das-projekt> – Überprüfungsdatum 2023-04-21

Kontakt

Jörg Schröder

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

✉ joerg.schroeder@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Biobasierte Marine Kraftstoffe – ein Überblick

Zusammenfassung: Auf dem Schiffahrtsmarkt war Schweröl jahrzehntelang der wichtigste Kraftstoff, da der Bedarf an billigen Energiequellen größer war als die Umweltbedenken. Um die klimapolitischen Ziele (Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Schifffahrt) zu erreichen, werden in Zukunft große Mengen an CO₂-neutralen Kraftstoffen benötigt. Die IMO (International Maritime Organization) hat 2018 in ihrer Resolution MEPC.304(72) ihre Strategie zur Reduzierung der schiffsbasierten Treibhausgasemissionen dargelegt und signalisiert, dass die CO₂-Emissionen bis 2030 um 40 % und bis 2050 um 70 % reduziert werden sollen. Der Schlüssel zur Erreichung dieser ehrgeizigen Ziele scheint also in der Defossilisierung und Dekarbonisierung der Kraftstoffe zu liegen. Obwohl Ansätze zur Optimierung der Schiffskonstruktion selbst und der Art und Weise, wie das Schiff betrieben wird, den Treibstoffverbrauch senken, wird eine zu 100 % CO₂-freie Schifffahrt in Zukunft nur mit kohlenstofffreien oder kohlenstoffneutralen Treibstoffen möglich sein. Dies erfordert weitere erhebliche Veränderungen bei den Schiffskraftstoffen, die schnell umgesetzt werden müssen. Die großtechnische Herstellung synthetischer kohlenstoffneutraler Kraftstoffe ist noch kostspielig und für die derzeitigen Anwendungen nicht ausgereift. Die Mengenstruktur in der Seeschifffahrt und konkurrierende Sektoren wie der Luftverkehr stehen einem zeitnahen und breiten Einsatz solcher Kraftstoffe entgegen. Unter diesen Umständen können biogene Kraftstoffe als alternative Lösungen eingesetzt werden.

Abstract: Within the marine market, heavy fuel oil has been the number one fuel for decades, with the need for cheap energy sources outweighing environmental concerns. To achieve the climate policy goals (reducing GHG emissions in shipping), large quantities of CO₂-neutral fuels will be needed in the future. In 2018, the IMO (International Maritime Organization) set out its strategy for reducing ship-based greenhouse gas emissions in its resolution MEPC.304(72), signalling that CO₂ emissions are to be reduced by 40 % by 2030 and by 70 % by 2050. Thus, the key to achieving these ambitious targets appears to lie in the defossilisation and decarbonisation of fuels. Although approaches to optimize the ship design itself and the way the ship is operated lowers the fuel consumption, a 100 % CO₂-free shipping will just be possible with the use of a carbon free or carbon neutral fuels in the future. This requires further significant changes in marine fuels, which have to be implemented quickly. Large-scale production of synthetic carbon-neutral fuels is still costly and not mature for current applications. The volume structure in maritime shipping and competing sectors such as aviation, stand in the way of timely and widespread use of such fuels. Under these circumstances, biogenic fuels can be used as alternative solutions.

1 Einleitung

Für den langfristigen Erfolg der Energiewende und den Klimaschutz sind Alternativen zu fossilen Kraftstoffen notwendig. Die Anforderungen an das Emissionsverhalten des weltweiten Seeverkehrs werden überwiegend in der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation (IMO) geregelt. Die Emissionsstandards liegen weit hinter den Standards im Landverkehr zurück. So werden Seeschiffe heute überwiegend mit Schweröl betrieben, das im Vergleich zu Schiffsdiesel – und erst recht zu den im Straßenverkehr verwendeten Benzin- und Dieselmotoren – von minderer Qualität ist. Dies führt zu einem deutlich höheren Ausstoß von Luftschadstoffen.

Kürzlich legte die Europäische Kommission das Paket von Legislativvorschlägen mit dem Titel "Fit for 55" vor, das den Erfolg des Europäischen Green Deal sicherstellen soll. Die FuelEU Maritime-Verordnung ist einer dieser Vorschläge und soll zusammen mit vier weiteren Vorschlägen den maritimen Sektor der EU in Richtung Dekarbonisierung lenken [1]. Die IMO hat bisher nur Grenzwerte für Schwefel und Stickoxide festgelegt. Für speziell ausgewiesene Emissionskontrollgebiete (ECAs) wurden globale Standards und strengere Grenzwerte festgelegt. Der internationale Seeverkehr ist für etwa 2,7 % der vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Die IMO hat weltweit verbindliche Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz neuer Schiffe und zur Begrenzung der CO₂-Emissionen im internationalen Seeverkehr verabschiedet. Abb. 1 zeigt die von der IMO beschlossenen Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen im Seeverkehr.

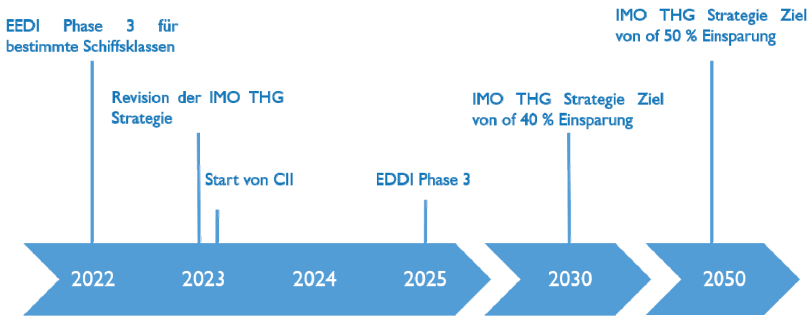


Abb. 1: IMO-Vorschriften zur Verringerung der Treibhausgasemissionen der Schifffahrt [2]

Sie hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen der Flotte bis 2050 um 50 % gegenüber dem Stand von 2008 zu reduzieren [3] [4]. Das Ziel besteht darin, die Treibhausgasemissionen durch die Verbesserung der Energieeffizienz von Schiffen sowie durch die Einführung neuer Technologien und kohlenstoffarmer oder -freier Kraftstoffe zu verringern. Im Juni 2021 verabschiedete die IMO umfassende neue CO₂-Vorschriften für bestehende Schiffe. Der Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI) bezieht sich auf die technische Effizienz von Schiffen, der Carbon Intensity Indicator (CII) auf die betriebliche Effizienz

und der verbesserte Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) auf das Managementsystem [5].

Ab 01. Januar 2023 werden die CII-Anforderungen für alle Fracht-, RoPax- und Kreuzfahrtschiffe mit mehr als 5.000 BRZ im internationalen Verkehr gelten. Der CII misst, wie effizient ein Schiff Güter oder Passagiere transportiert und wird in Gramm CO₂-Emissionen pro Ladekapazität und Seemeile angegeben. Das Schiff erhält dann eine jährliche Bewertung, die von A bis E reicht, wobei die Bewertungsschwellen bis 2030 immer strenger werden. Während es sich bei der EEXI um eine einmalige Zertifizierung handelt, die auf Konstruktionsparameter abzielt, befasst sich die CII mit den tatsächlichen Emissionen im Betrieb [5].

2 Zukünftige Kraftstoffe für die Schifffahrt

Auf See werden die verwendeten Kraftstoffe die entscheidende Schlüsselrolle spielen. Rein batterieelektrische Systeme werden im Jahr 2050 aufgrund ihres hohen Gewichts und Platzbedarfs sowie der notwendigen landseitigen Ladefrastruktur voraussichtlich nur einen geringen Beitrag zur CO₂-Vermeidung in der Schifffahrt leisten können. Ziel ist es daher, nachhaltige marine Kraftstoffe zu entwickeln und in Schiffsantrieben einzusetzen, um die Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren und im besten Fall gar kein zusätzliches CO₂ freizusetzen. Aus diesem Grund wird intensiv an neuen, sauberen Kraftstoffen und neuen Technologien geforscht, um in Zukunft auch in der Schifffahrt deutlich anspruchsvollere Emissionsgrenzwerte einhalten zu können. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die für den Marinen Bereich diskutierten biogenen und synthetischen Kraftstoffe.

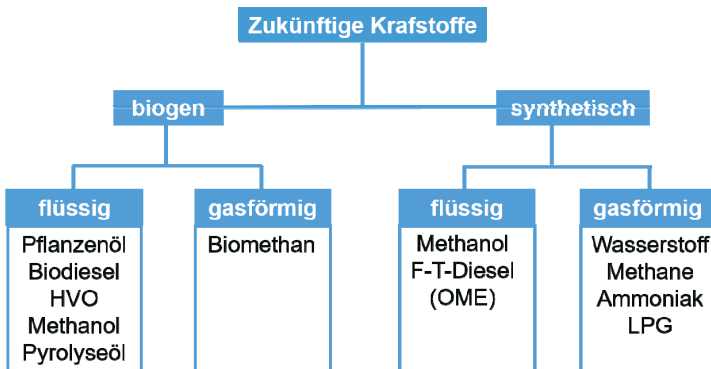


Abb. 2: Überblick zukünftiger Kraftstoffe für Marine Anwendungen

Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, werden in Zukunft große Mengen an CO₂-neutralen Kraftstoffen benötigt. Dies soll durch die zunehmende Produktion von synthetischen Kraftstoffen erreicht werden. Die großtechnische Herstellung synthetischer kohlenstoffneutraler Kraftstoffe ist noch kostspielig und für die derzeitigen Anwendungen nicht ausgereift. Die Mengenstruktur in der Seeschifffahrt und konkurrierende Sektoren wie der Luftverkehr stehen einem zeitnahen und breiten Einsatz solcher Kraftstoffe entgegen.

In der folgenden Abbildung ist ein Vergleich von konventionellen Schiffs kraftstoffen mit alternativen Schiffs kraftstoffen und deren Vor- und Nachteile dargestellt.

Kraftstoff	KS Produktion	Preis	Verfügbarkeit	Kompetenzen in der marinen Industrie	Regulation	Sicherheit		Umweltaspekte		
						Toxizität	Entflammbarkeit	THG		NOx, PM, Sox, BC
								KS Produktion	auf dem Schiff	
0.10% S ULFSO	Fossil									
	Bio									
	PtX									
0.50% S VLSFO	Fossil									
	Bio									
	PtX									
High-S Heavy fuel	Fossil									
LNG	Fossil									
	Bio									
	PtX									
Methanol	Fossil									
	Bio									
	PtX									
Ammoniak	Fossil									
	Bio									
	PtX									
Wasserstoff	Fossil									
	Bio									
	PtX									

Abb. 3: Vor- und Nachteile konventioneller und zukünftiger Marine Kraftstoffe [6]

Vorteile von konventionellen, fossilen Kraftstoffen sind die gute Verfügbarkeit, der niedrige Preis sowie die Handhabung. Allerdings belasten die konventionellen, fossilen Kraftstoffe die Umwelt stark. Bei den alternativen Kraftstoffen zeigt sich ein gegensätzliches Bild. Diese Kraftstoffe würden die Umwelt nicht so stark belasten und sind zum Teil klimaneutral (Ammoniak/Wasserstoff), da kohlenstofffrei. Allerdings sind sie wenn nur sehr teuer verfügbar und wenn aus fossilen Rohstoffen stammend, auch nicht umweltverträglicher. Zusätzlich dazu beginnt zum Teil jetzt erst die Erforschung dieser Kraftstoffe für den Marinesektor. Und auch die Handhabung dieser ist zum Teil sehr schwierig. Am weitesten vorangeschritten sind dabei die Untersuchungen und Umsetzungen von Methanol sowohl als Bio als auch als PtX Kraftstoff. Zusätzlich sind diese angegebenen Parameter abhängig vom Entwicklungsstand der Kraftstoffe und es wird erwartet, dass sich die Vor- und Nachteile in Zukunft dann relativieren.

Künftige Schiffs kraftstoffe müssen neben dem notwendigen CO₂-Einsparpotential bzw. der Klimaneutralität eine ganze Reihe weiterer Anforderungen erfüllen. Schiffe sind in der Regel mehr als zwanzig Jahre im Einsatz und müssen ihren Treibstoff überall auf der Welt bunkern können. Für die rasche Einführung klimaneutraler Kraftstoffe ist es daher wichtig, dass diese neuen Kraftstoffe mit

den bestehenden Schiffen weitgehend kompatibel sind und mit den weltweit verfügbaren fossilen Kraftstoffen gemischt werden können.

Eine alternative Lösung können biogene Kraftstoffe wie reine Pflanzenöle, Biodiesel (FAME), hydrierte Pflanzenöle (HVO), Pyrolyseöle und Biomethan sein [7] [8]. Biokraftstoffe sind bereits in beträchtlichen Mengen verfügbar und können konventionellen fossilen Kraftstoffen und auch flüssigen eFuels (FT-Diesel) in größeren Mengen als „Drop-In-Kraftstoffe“ beigemischt werden. Biokraftstoffbeimischungen stellen somit eine Brückentechnologie dar, um kurz- und mittelfristig die Treibhausgasemissionen im Marinen Sektor nachhaltig zu reduzieren [9].

Die zukünftigen Kraftstoffe bzw. Kraftstoffkomponenten müssen auch Fortschritte im Hinblick auf Effizienz und Emissionsverhalten ermöglichen. In den kommenden Jahren sind intensive Forschungsarbeiten notwendig, um die verschiedenen, derzeit oft nur im Labormaßstab verfügbaren zukünftigen Kraftstoffe hinsichtlich ihrer Eignung und Auswirkungen auf Antriebstechnologien, Umwelt, Sicherheit, Wertschöpfung und Infrastruktur zu bewerten und daraus fundierte strategische Entscheidungen ableiten zu können. Nur so lassen sich die globalen Klimaziele erreichen und Umweltkonflikte, insbesondere in Hafen- und Küstenregionen, vermeiden.

Derzeit ist kein alleiniger Kraftstoff vorgesehen, der die derzeitigen fossilen Kraftstoffe ersetzen könnte und es werden in Zukunft mehrere alternative Kraftstoffe benötigt, um den Anforderungen des Schifffahrtssektors gerecht zu werden.

3 Kraftstoffforschung am LKV

Die Zahl der derzeit laufenden oder im Genehmigungsverfahren befindlichen Förderprojekte zeigt, dass die Notwendigkeit einer Ausweitung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten von Förderer, Forschungseinrichtungen und der Kraftstoffindustrie erkannt wurde. Die zukünftigen Anwender befinden sich aufgrund der noch gering verfügbaren Mengen in einer Art Warteposition, sind aber grundsätzlich auf Lösungen angewiesen und interessiert. Im Folgenden soll eine Auswahl der derzeit am LKV laufenden Projekte im Bereich der Kraftstoffforschung vorgestellt werden.

3.1 PyroMar

Ziel des Verbundprojektes PyroMar ist die Herstellung von „defossilisierten“ Drop-in-Kraftstoffen für den Betrieb von Seeschiffenunter Verwendung von biogenen Reststoffen. Dazu sollen Kraftstoffkomponenten, die vollständig aus biogenen Reststoffen (Stroh, Laub, Landschaftspflegeheu, Strauchschnitt) bestehen, als Beimischungskomponenten zu Schiffskraftstoffen hergestellt werden, um daraus Mischkraftstoffe als Drop-in-Kraftstoffe für den jeweiligen Einsatz in den Emissionskontrollgebieten zu produzieren. Die Verwendung als Mischkraft-

stoffkomponenten ist der Ansatz der Wahl, da nur so die erforderlichen Mengen für die betrieblich notwendige Nutzung der vorhandenen Tankinfrastruktur erreicht werden können.

Die Untersuchungen zeigten eine sehr schlechte Mischbarkeit der PyroMar-Intermediate mit fossilen Schiffskraftstoffen. Die folgende Abbildung zeigt Mischungen von PyroMar-Intermediat und konventionellem Schiffskraftstoff bei unterschiedlichen Blendraten.

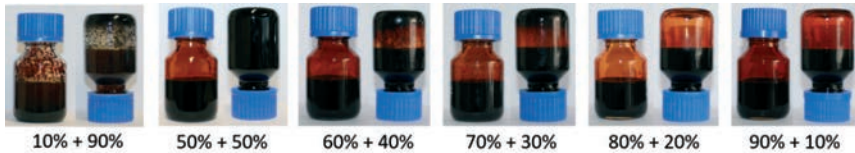


Abb. 4: Mischungen von PyroMar-Intermediat und Marine Diesel bei unterschiedlichen Blendraten

Es wurde gezeigt, dass stabile Mischungen aus $\geq 80\%$ PyroMar-Intermediat und $\leq 20\%$ Schiffsdiesel hergestellt werden können. Aufgrund der hohen Säurezahl der PyroMar-Intermediate können jedoch nur Mischungen mit etwa 5-15 Gew.-% PyroMar-Intermediate als Schiffskraftstoffe verwendet werden. Mit Hilfe eines speziellen Additivs konnte eine stabile Mischung aus 7 Gew.-% PyroMar-Intermediat und VLSFO hergestellt werden, wobei der Grenzwert für den Parameter Säurezahl eingehalten wurde. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die PyroMar-Intermediate problematisch als Drop-in Komponenten für fossile Marine Kraftstoffe sein können.

3.2 Flexi-Green-Fuels

Das Projekt FLEXI-GREEN FUELS zielt darauf ab, ein hochflexibles integriertes Biokraftstoffverfahren zu entwickeln, welches mehrere Arten von Abfallbiomasse verarbeiten und eine Reihe von marktfähigen Biokraftstoffprodukten für den Schiffs- und Luftfahrtsektor sowie wertvolle Nebenprodukte erzeugen kann. Das integrierte FLEXI-GREEN-FUELS-Verfahren wird die bisher für die Herstellung von Biokraftstoffen für die Luft- und Schifffahrt verwendeten Ausgangsstoffe diversifizieren, indem es mit zwei verschiedenen Arten von biogenen Abfallressourcen arbeitet, nämlich mit lignozellulosehaltiger Biomasse (Holz und landwirtschaftliche Rückstände; LIGN) und mit der organischen Fraktion fester Siedlungsabfälle (stärke- und zellulosereiche komplexe Biomasse; OFMSW).

3.3 Refolution

Das Projekt konzentriert sich auf die Umwandlung von Bioölen aus der Schnellpyrolyse in fortschrittliche Biokraftstoffe durch Zwischenschritte (Fraktionierung, Stabilisierung) in Kombination mit nachgelagerten Co-Processing-Technologien in verschiedenen Schweregraden (Temperatur, Wasserstoffver-

brauch, Kohlenstoffausbeute) für unterschiedliche Anwendungen: Fluid Catalytic Cracking Co-Processing für den Luft- und Schiffahrtssektor und Co-Hydrotreating für die Schifffahrt. Im Rahmen des Projekts werden Beziehungen zwischen den Produkteigenschaften (zur Bewertung der Eignung für die Verwendung als Luft- oder Schiffskraftstoff) und allen relevanten Prozessparametern entlang der Wertschöpfungskette hergestellt. Die Untersuchung dieser Kombinationen wird es ermöglichen, den Einfluss der Ausgangsstoffe und der Behandlungsverfahren auf die Produkteigenschaften zu verstehen, Synergieeffekte zu beschreiben, zu analysieren und einen Einblick in diese zu geben und eine Erhöhung der Co-Feeding-Rate zu ermöglichen.

Im Rahmen von REFOLUTION wird die Screening-Phase durchgeführt, um geeignete Kandidaten für Schiffskraftstoffe zu ermitteln. Die Tests werden eng mit der Prozessentwicklung verbunden sein. Auf der Grundlage der Ergebnisse werden Kraftstoffmischungen hergestellt und charakterisiert, wobei der Schwerpunkt auf der Einhaltung von Normen und der Mischungsstabilität liegt. In der letzten Phase des Projekts werden Motorentests durchgeführt, um die Eignung des identifizierten Schiffskraftstoffs zu validieren und nachzuweisen.

3.4 Innofuels

Die Plattform InnoFuels soll einen wesentlichen Beitrag zur Vernetzung von Aktivitäten, zur Weiterentwicklung von Technologien und Rahmenbedingungen leisten und damit helfen, den Hochlauf von strombasierten Kraftstoffen und fortschrittlichen Biokraftstoffen zu beschleunigen. Diese Themen werden derzeit in einer Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsprojekten bearbeitet, die sich jeweils mit spezifischen Aspekten der Herstellung, Anwendung und Bewertung dieser Kraftstoffe befassen. Eine umfassende Vernetzung und ein intensiver Austausch auf Bundes- und EU-Ebene findet jedoch bisher nicht statt und verzögert somit die Weiterentwicklung, Umsetzung und den Hochlauf. Die Plattform InnoFuels hat zum Ziel, diese Lücke zu schließen und die relevanten Aktivitäten in einem Netzwerk aus Industrie, Anwendung und Forschung zusammenzuführen. Dabei sollen die vorhandenen Informationen gebündelt, zu Leitlinien und Politikempfehlungen aufbereitet und in Veranstaltungen wie Innovationsworkshops zur Innovationsförderung genutzt werden. Neben technischen und sozio-ökonomischen Fragestellungen soll auch die Frage nach der optimalen Gestaltung der regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen als Basis für Business Cases Gegenstand der Vernetzung sein und damit einen wichtigen Beitrag zum Ramp-up leisten. Dem stark interdisziplinären Charakter dieser Aufgabe wird InnoFuels durch kooperatives Arbeiten in sieben themenspezifischen Innovationsschwerpunkten gerecht, in denen Expertenteams aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik gemeinsam Lösungen für die Schwerpunkte erarbeiten und zusammenführen. In InnoFuels werden Methoden und Austauschplattformen so entwickelt und etabliert, dass sie während der Projektlaufzeit der Forschungs- und Entwicklungsgemeinschaft, der Industrie und der Politik zur Verfügung stehen.

Literatur/Quellen

- [1] [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698808/EPRS_BRI\(2021\)698808_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698808/EPRS_BRI(2021)698808_EN.pdf) abgerufen 20.04.2023
- [2] https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/Documents/Addressing%20climate%20change%20-%20a%20decade%20of%20action%20to%20cut%20GHG%20emissions%20from%20shipping_FINAL_%2814-07-21%29_Large.pdf abgerufen 10.08.2022
- [3] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/seeschiffe-luftschadstoffe-energieeffizienz%23energieeffizienz-und-treibhausgasemissionen#seeschiffe> abgerufen 20.04.2023
- [4] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/seeschiffe-luftschadstoffe-energieeffizienz#energieeffizienz-und-treibhausgasemissionen> access 19.04.2023
- [5] <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/CII-carbon-intensity-indicator/index.html> abgerufen 19.04.2023
- [6] Dorthe Jacobsen (2020), A Marine fuel standard for Ammonia – an engine designer perspective, Ammonia Energy Conference 2020
- [7] Tyrovola, T.; Dodos, G. S.; Kalligeros, S.; Zannikos, F. (2017): The Introduction of Biofuels in Marine Sector, 15th International Conference on Environmental Science
- [8] Wojcieszuk, M.; Kroyan, Y.; Larmi, M.; Kaario, O.; Zenger, K. (2019): Effect of alternative fuels on marine engine performance, SAE
- [9] Kalghatgi, G.; Levinsky, H.; Colket, M. (2018): Future transportation fuels, Progress in Energy and Combustion Science

Kontakt

Dr. rer. nat. Fanny Langschwager

Universität Rostock
Lehrstuhl für Kolbenmaschinen und Verbrennungsmotoren
Kraft- und Schmierstofflabor

☎ +49 (0)381.498-9158 | ✉ fanny.langschwager@uni-rostock.de

Testlabor Sektorkopplung

Optimierung der Kopplung von Biogasaufbereitung und Energiespeicherung durch Methanisierung von CO₂ und H₂ im Pilot-Maßstab

Zusammenfassung: Im Januar 2023 wurde an der Hochschule Flensburg das „Testlabor Sektorkopplung – Power-to-Fuels-and-Chemicals“ in Betrieb genommen. In dieser Anlage werden die Prozesse der Biogaserzeugung, der katalytischen Methanisierung des CO₂ des Biogases mit dem durch Elektrolyse hergestellten Wasserstoff sowie der Gärrestaufbereitung einzeln und ihre Kopplung im Pilotmaßstab getestet und weiterentwickelt. Die Anlage wird für die Durchführung von Forschungsvorhaben genutzt, die einerseits die Umsetzung von Reststoffen aus der Landwirtschaft zu Biogas sowie die Speicherung von überschüssigem Strom aus regenerativen Energiequellen (Wind, solar) durch Kopplung von zeitlich schwankender Wasserstoffproduktion und Biogasaufbereitung durch Methanisierung von H₂ und CO₂ im Pilotmaßstab untersuchen.

Abstract: In January 2023, the "Test Laboratory Sector Coupling – Power-to-Fuels-and-Chemicals" started its operation at Flensburg University of Applied Sciences. In this facility, the processes of biogas production, catalytic methanation of the CO₂ of the biogas with hydrogen produced by electrolysis, as well as digestate processing are tested and their coupling is further developed in pilot-scale. The plant is used to carry out research projects to improve the conversion of agricultural residues to biogas as well as the storage of surplus electricity from renewable energy sources (wind, solar) by coupling time-varying hydrogen production and biogas upgrading by methanation of H₂ and CO₂ in pilot scale.

1 Hintergrund

1.1 Kopplung von regenerativer Strom- und Biogaserzeugung

In Schleswig-Holstein werden jährlich ca. 1800 GWh Windstrom zu den Zeiten abgeregelt, in denen die Stromerzeugung über dem regionalen Bedarf liegt und weder über die bestehenden Netzleitungen abgeführt noch gespeichert werden kann. Auch mit dem geplanten Ausbau der Windenergie in den kommenden Jahrzehnten wird selbst bei einem verstärkten Netzausbau die Stromproduktion häufig über dem Verbrauch liegen und damit die Einrichtung von entsprechenden Speicherkapazitäten notwendig sein. Als Alternative zu Batteriespeichern eignet sich die Speicherung des Stroms als grüner Wasserstoff durch Nutzung des Stromes zur Erzeugung von Wasserstoff mittels der Elektrolyse von Wasser. Um die Einrichtung der aufwendigen Infrastruktur zu Speicherung und Transport von Wasserstoff zu umgehen, bietet sich darüber hinaus die Umsetzung des Wasserstoffs mit CO₂ zu Kohlenwasserstoffen an, die entweder als Methan

oder flüssige Treibstoffe ins bestehende Erdgasnetz bzw. an Tankstellen vertrieben werden können. Insbesondere wirkt die Kopplung von Wasserstoff- und Biogasproduktion synergistisch, indem einerseits das biogene CO₂ des Biogases in hoher Konzentration (bis zu 50 %) vorliegt, um mit Wasserstoff zu Methan umgesetzt zu werden, andererseits wird damit das Biogas gleichzeitig zu reinem Biomethan aufbereitet, welches somit direkt ins Erdgas Netz eingespeist werden kann. Dieses Modell der Power-to-X (PtX) Technologie ist insbesondere für Schleswig-Holstein interessant, wo an vielen Standorten von Windkraftanlagen auch Biogasanlagen vorhanden sind (Jürgensen et al. 2014).

Um die Kopplung von regenerativer Strom- und Biogasproduktion näher zu erforschen und weiterzuentwickeln, wurde an der Hochschule Flensburg in den vergangenen 2 Jahren eine Testanlage im Pilot-Maßstab (Testlabor Sektorkopplung) errichtet. Diese besteht aus einer Biogasanlage, einem Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung, einem Methanisierungs-Teststand sowie verschiedenen Einrichtungen zur Gärrestaufbereitung (Abb. 1). Um eine fluktuierende Strom- und damit Wasserstoff Produktion mit der kontinuierlichen Biogasproduktion zu koppeln, sind ein druckloser Biogasspeicher (Abb. 2) und ein Druckspeicher (<16 bar) für Biogas installiert, während der Elektrolyseur den Wasserstoff bedarfsabhängig bei einem Druck von 10 bar liefert.

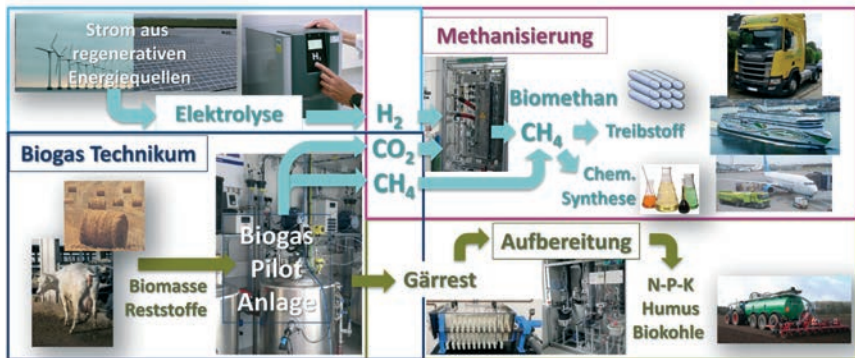


Abb. 1: Die vier Komponenten des Testlabors Sektorkopplung: (1) Biogasanlage, (2) Elektrolyse, (3) Methanisierung, (4) Gärrestaufbereitung



Abb. 2: Gasspeicher-Einrichtung des Testlabors
Sektorkopplung mit drucklosem Biogasspeicher (rechts)

1.2 Umstellung von Biogasanlagen auf Reststoffe aus der Landwirtschaft

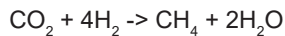
Nach den Novellierungen des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) der letzten Jahre ist die Erzeugung von Biogas aus Mais gedeckelt, so dass Biogasanlagenbetreiber alternative Substrate einsetzen müssen. Hierfür bieten sich insbesondere Reststoffe aus der Landwirtschaft wie z. B. Gülle, Mist, Grünschnitt und Stroh an. Die Umstellung auf diese Substrate kann allerdings nicht 1:1 erfolgen, da sich der Gehalt und die Abbaubarkeit der Trockensubstanz (TS) von der von Maissilage deutlich unterscheiden. Dementsprechend ist beispielsweise die Biogasausbeute pro m^3 Gülle deutlich geringer als für Maissilage, so dass der Biogasanlage sehr viel mehr Gülle zugeführt werden muss, um denselben Gasertrag und damit dieselbe Leistung zu erreichen. Bei gleichem Fermentervolumen würde dies allerdings eine deutliche Verringerung der Verweilzeit ergeben, wodurch die biologische Umsetzung der organischen Trockensubstanz (oTS) sehr viel geringer ausfallen und es zu einer deutlich schlechteren Biogasausbeute führen würde. Um den Biogasprozess dementsprechend zu optimieren, werden im Rahmen des Projekts „Optimierung der Umstellung von Biogasanlagen auf Reststoffe aus der Landwirtschaft“ (BiogasReaL) verschiedene Substrate in der Biogasanlage des Testlabors Sektorkopplung im kontinuierlichen Reaktorbetrieb getestet.

Durch die erhöhte Umsetzung von Gülle in Biogasanlagen werden andererseits die Treibhausgasemissionen von unbehandelter Gülle erheblich minimiert und es wird ein Gärrest erzeugt, der eine höhere Düngerqualität als unbehandelte Gülle aufweist und in gezieltem Nährstoffmanagement eingesetzt werden kann. Insofern können Biogasanlagen durch die Umstellung auf Gülle und weitere Reststoffe aus der Landwirtschaft einen erheblichen Beitrag zu Umwelt- und Klimaschutz in der Landwirtschaft leisten. Dementsprechend wird im Testlabor Sektorkopplung auch die Gärrestaufbereitung zu hochwertigem Düngemittel erforscht.

2 Das Testlabor Sektorkopplung

2.1 Methanisierung von CO₂ des Biogases mit Wasserstoff aus Elektrolyse

Die Methanisierung von CO₂ und Wasserstoff wird im Testlabor Sektorkopplung chemisch-katalytisch gemäß der Sabatier-Reaktion



durchgeführt. Der Teststand zur Methanisierung besteht aus einem Rohrreaktor in einem Heizmantel, in den entweder Reingase oder das von der Biogasanlage erzeugte Biogasgemisch eingeleitet werden kann (Abb. 3). In Versuchen mit Reingasen konnten in einem Rohrreaktor unter Verwendung von Nickel-Katalysator mit einem Katalysator-Füllvolumen von 11 cm³ bei Prozessbedingungen von 200° C, 10 bar, einem Gas-Zustrom von 1,1 mL/s mit einem Gasverhältnis von H₂:CO₂ von 6:1 und von CH₄:CO₂ von 1,5:1 eine CO₂-Umsetzung von 99,6 % CO₂ mit einer Methankonzentration von 98,9 % im Abgas erzielt werden (Boggula et al. 2020).

In den kommenden Versuchsreihen sollen entsprechend hohe Umsatzgrade unter Verwendung des in der Pilot-Biogasanlage produzierten Biogases erreicht werden. Hierzu werden einerseits die Prozessparameter (Temperatur, Druck, Gasstrom) variiert, andererseits verschiedene Katalysatormaterialien und -ausführungen sowie ein Rohrreaktor mit 2-fachem Durchmesser verwendet werden.



Abb. 3: Teststand der katalytischen Methanisierung des Testlabors Sektorkopplung

2.2 Optimierung des Biogasprozesses zur Behandlung von Reststoffen aus der Landwirtschaft

Die Biogasanlage des Testlabors Sektorkopplung besteht aus einem Vorlagebehälter, einem Fermenter und einem Gärrestbehälter gleicher Bauart mit einem Volumen von jeweils ca. 160 L (Abb. 4). Der Vorlagebehälter kann gekühlt, der Fermenter beheizt und der Gärrestbehälter gekühlt oder beheizt werden, um diesen entweder als Gärrestbehälter oder als 2. Fermenterstufe nutzen zu können. Der Fermenter wird über eine Excenterschneckenpumpe mit neuem Substrat befüllt und der Gärrest wird über eine Excenterschneckenpumpe der gleichen Bauart in den Gärrestbehälter entleert. Das erzeugte Biogas wird von Fermenter und Gärrestbehälter getrennt über jeweils einen Gasvolumenzähler und durch einen Entschwefelungsfilter nach außen in einen drucklosen Gasspeicher (Abb. 2) geleitet.



Abb. 4: Biogasanlage des Testlabors Sektorkopplung mit Vorlagebehälter (links), Fermenter (Mitte) und Gärrestbehälter (rechts)

Bei Inbetriebnahme wurde der Fermenter mit 140 L Fermenterinhalt eines Fermenters der Biomethan Osterby GmbH & Co. KG befüllt. Die Fermentertemperatur wurde auf 40° C eingestellt, der Vorlagebehälter auf 7° C gekühlt und der Gärrestbehälter bei Raumtemperatur (durchschnittlich 20° C) betrieben. Als Substrat wurde in den ersten 6 Wochen Rindergülle (TS = 8,73 %, oTS = 6,48 %) verwendet, die Fütterung wurde im Verlauf der ersten vier Wochen auf 4 Liter pro Tag gesteigert, entsprechend einer Verweilzeit (hydraulic retention time, HRT) von 35 Tagen und einer organischen Belastungsrate (organic loading rate, OLR) von 1,85 kg-oTS/(m³d). Nach dieser Phase der Inbetriebnahme wurde im stationären Betrieb mit einem neuen Batch Rindergülle (TS = 6,97 %, oTS = 5,23 %) mit HRT = 35 d und entsprechender OLR = 1,49 kg-oTS/(m³d) eine Biogasproduktion von täglich durchschnittlich 105 L/d aus dem Fermenter und 35 L/d aus dem Gärrestlager erreicht. Mit einem Methangehalt von durchschnittlich 55 % wurde somit ein Methanertrag aus dem Fermenter von 275 L-CH₄/kg-oTS und einem Gesamtertrag aus Fermenter und Gärrestlager von 367 L-CH₄/kg-oTS erzielt.

Zur weiteren Optimierung des Biogasprozesses von Gülle und Reststoffen aus der Landwirtschaft werden in den kommenden Versuchsreihen verschiedene Substrate der Gülle als Basissubstrat beigemischt und die Umsetzung unter verschiedenen Prozessparametern (HRT, OLR, Fermentertemperatur) sowie in verschiedenen Mischungsverhältnissen und nach Fest-flüssig-Trennung getestet werden.

Literatur/Quellen

- Boggula, R.R., Fischer, D., Casaretto, R. and Born, J. (2020): Methanation potential: Suitable catalyst and optimized process conditions. *Biomass and Bioenergy* 133, 105447. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105447>
- Jürgensen, L., Ehimen, E.A., Born, J., and Holm-Nielsen, J.B. (2014): Methanation potential: Suitable catalyst and optimized process conditions. *Biomass and Bioenergy* 66, 126-147. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.02.032>

Förderung

Die Einrichtung des Testlabors Sektorkopplung wurde als Investitionsprojekt „Testlabor Sektorkopplung Power-to-Fuels and Chemicals: Biogas: und Energiespeichertechnologie“ gefördert durch die Europäische Union – Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE), den Bund und das Land Schleswig-Holstein.

Das Projekt „Optimierung der Umstellung von Biogasanlagen auf Reststoffe aus der Landwirtschaft (BiogasReaL)“ wird gefördert durch das Förderprogramm „HWT Energie und Klimaschutz“ der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH).

Kontakt

Prof. Dr. Hinrich Uellendahl

Hochschule Flensburg

☎ +49 (0)461.805.1293 | ✉ hinrich.uellendahl@hs-flensburg.de

🌐 www.hs-flensburg.de

Natürliche Proteine durch Biotransformationen aus Restströmen der Lebensmittelverarbeitung

MaltFungiProtein – Nachhaltige Verwertung des Nebenstromes Biertreber durch Basidiomyceten zur Herstellung proteinreicher Lebensmittel in Verbindung mit universellem Tracking & Tracing

Zusammenfassung: Das RUBIN-Bündnis „MaltFungiProtein“ verfolgt das Ziel, den Nebenstrom Biertreber durch die submerse Kultivierung filamentös wachsender Basidiomyceten nachhaltig zu verwerten und für die Humanernährung nutzbar zu machen. Dabei sollen Proteine aus dem Pilzmyzel extrahiert und für die Herstellung von proteinreichen Lebensmitteln verwendet werden. Das Bündnis setzt sich aus Unternehmen unterschiedlicher Branchen, einem Forschungsinstitut und zwei Hochschulen zusammen und wird durch eine digitale Tracking & Tracing-Plattform unterstützt. Das Vorhaben soll eine regionale, in sich geschlossene Herstellungskette etablieren und als Modell für weitere Ansätze einer Nutzung regional vorhandener Nebenströme der Lebensmittelherstellung dienen. Durch die Verwertung von Reststoffströmen mittels Fermentation können alternative Kreislaufkonzepte einen wichtigen Beitrag zur Ernährungssicherheit leisten und zusätzliche, zukunftsfähige Arbeitsplätze in den Bereichen Lebensmittelproduktion und Technologieanbieter schaffen.

Abstract: The RUBIN alliance „MaltFungiProtein“ aims to sustainably utilize the main by-product of beer brewing, brewer's spent grains, by submerged cultivation of filamentous Basidiomycetes and making it usable for human nutrition. The fungal mycelia will be used for the production of protein-rich foods. The alliance consists of companies from different industries, a research institute, and two universities, and is supported by a digital tracking & tracing platform. The project aims to establish a regional, self-contained production chain and serves as a model for further approaches to utilizing regional by-products of the food production. By utilizing residual streams through fermentation, alternative circular economy concepts can make a significant contribution to food security and create additional, sustainable jobs in the food production and technology provider sectors.

Einleitung

Die Abteilung der Basidiomycota (Ständerpilze) ist eine vielfältige Gruppe von hoch spezialisierten Organismen. Diese auch als Basidiomyceten bezeichneten Pilze umfassen sowohl essbare als auch ungenießbare und sogar giftige Arten, die in verschiedenen Lebensräumen zu finden sind. Viele Ständerpilze leben in Wäldern und extensiv bewirtschaftetem Grünland, wo sie eine wichtige Rolle im Ökosystem spielen. Ständerpilze bestehen aus dem oberirdisch wachsen-

den Fruchtkörper sowie dem typischerweise im Boden verborgenen Pilzmyzel. Der Fruchtkörper ist der Teil des Pilzes, der im allgemeinen Sprachgebrauch als „Pilz“ bezeichnet wird und den wir, sofern er dafür geeignet ist, essen oder für medizinische Zwecke verwenden.



Abb. 1: Fruchtkörper des Austern-Seitlings (*Pleurotus ostreatus*); Foto: Peter Seum



Abb. 2: Fruchtkörper von *Kuehneromyces mutabilis* in ihrem natürlichen Habitat; Foto: Dr. Andreas Hammer

Das Pilzmyzel hingegen ist der unterirdische, vegetative Teil des Pilzes, der sich im Boden ausbreitet und dort Nährstoffe aufnimmt. In einer alternativen Kulturform kann das Myzel auch in flüssigen Kulturmedien in Bioreaktoren in Form von sogenannten „Pellets“ produziert werden. Ein Teil der Ständerpilze ist am Holzabbau beteiligt, wobei zwei Arten des Holzabbaus durch Pilze unterschieden werden: Weißfäule und Braunfäule. Weißfäulepilze bauen bevorzugt den Ligninanteil des Holzes ab und hinterlassen dabei eine weiße, faserige Substanz, die überwiegend aus Cellulose und Hemicellulosen besteht. Braunfäulepilze hingegen bauen bevorzugt Cellulose ab und hinterlassen eine braune, spröde Substanz, in der Lignin dominiert. Die traditionelle Speisepilzzucht erfolgt in der Regel emers auf Substraten wie Stroh oder Holzhäcksel und Sägemehl, während für die fermentative Produktion von Myzel in Flüssigkulturen unterschiedliche Nebenströme der Agrar- bzw. Lebensmittelproduktion eingesetzt werden können.

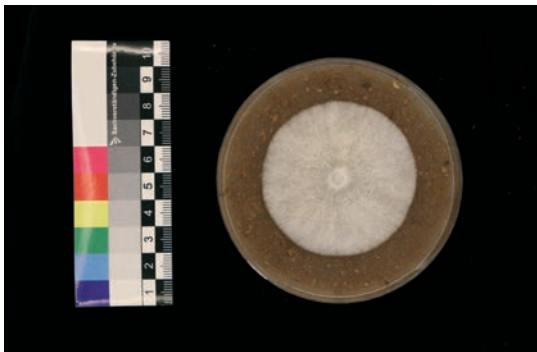


Abb. 3: Pilzmyzel (*Pholiota* sp.) auf einem Pilsenertréber-Agar; Foto: Victoria Hrazdil

Basidiomyceten produzieren eine Vielzahl von extrazellulären Enzymen, die sie zum Aufschluss biogener Roh- und Reststoffe benötigen. Dazu zählen unter anderem Cellulasen, Hemicellulasen, verschiedene Peroxidasen, Laccasen, Peptidasen, Amylasen und Lipasen. Cellulasen und Hemicellulasen hydrolysieren Cellulose bzw. Hemicellulosen und tragen ebenso wie Peroxidasen, Laccasen und Wasserstoffperoxid-bildende Enzyme zum Aufschluss von pflanzlichen Rohstoffen bei, Ihre Fähigkeit, eine Vielzahl von biologischen Materialien aufzuschließen, macht sie zu einem wichtigen Werkzeug für die Umwandlung von biogenen Reststoffen in wertvolle Ausgangsstoffe. Insbesondere ermöglichen diese Enzyme den Ständerpilzen auf verholzten Substraten zu wachsen und so proteinreiche Biomasse zu generieren.



Abb. 4: Submerskulturen (Flüssigkulturen) in Schüttelkolben auf einem Tischschüttler; Foto: Rolf Wegst

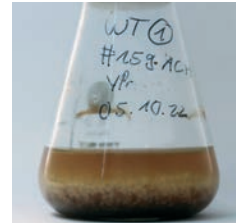


Abb. 5: Submerskultur von *Agrocybe pediades* in einem Weizenbiertreber-Medium; Foto: Y. Prosser

Speziell in der Lebensmittelproduktion fallen große Mengen an Nebenströmen an, die möglichst wertschöpfend verwertet werden sollten. Nicht immer gibt es wirtschaftlich rentable Lösungen. Meist enden die Nebenströme als Tierfutter, in der Biogasanlage oder sind kostenpflichtig zu entsorgen.

Die Bedürfnisse der Kund*innen haben sich in den letzten Jahren gewandelt. Ein gestiegenes Interesse an gesunder und nachhaltiger Ernährung, verbunden mit alternativen Ernährungsformen, steigert die Vielfalt und senkt tierische Anteile kontinuierlich ab. Ein Anstieg der Weltbevölkerung erhöht den Bedarf an Nahrungsmitteln dagegen stetig. Dafür benötigte Acker- und Nutzflächen sind jedoch limitiert oder infolge des Klimawandels und kriegerischer Konflikte nicht dauerhaft nutzbar. Aktuell ist eine hinreichende oder sogar Überversorgung mit Nahrungsmittel-Proteinen in entwickelten Ländern gegeben, die zu erwartende Kombination aus sinkendem Angebot tierischer Proteine mit einem zunehmenden Bedarf erfordert aber mittelfristig zusätzliche Quellen für proteinreiche Nahrungsmittel.

Das Vorhaben „MaltFungiProtein“ stellt sich diesen Herausforderungen und baut eine kreislauforientierte Wertschöpfungskette auf, die das Ziel verfolgt, den bisher anfallenden und als Nebenprodukt klassifizierten Biertreber für die submerse (in Flüssigkeit ablaufende) Kultivierung filamentös wachsender Basidiomyceten (Ständerpilze) nachhaltig zu verwerten und für die Humanernährung nutzbar zu machen.

Dabei strebt das Bündnis „MaltFungiProtein“ die Extraktion des Proteins aus dem Pilzmyzel und die Entwicklung von pilzproteinhaltigen Lebensmitteln an, sodass die komplette Stoffstromkette von Biertreber („Malt“) zu Pilzmyzel („Fungi“), zu extrahiertem Protein („Protein“) und schlussendlich zu Lebensmittelprototypen im RUBIN-Bündnis abgebildet wird.

Bündniszusammensetzung

Unternehmen aus Mecklenburg-Vorpommern aus unterschiedlichen Branchen von der Störtebeker Braumanufaktur GmbH über den Maschinenbauer TAB GmbH und das IT-Unternehmen visutronik GmbH bis hin zu Lebensmittelbetrieben wie Die Rostocker Wurst- und Schinkenspezialitäten sind am BMBF-geförderten Projekt beteiligt. Bis 2025 wollen sie gemeinsam mit dem Forschungsinstitut ZELT und der Hochschule Neubrandenburg sowie der Justus-Liebig-Universität Gießen ein innovatives Herstellungsverfahren für die Gewinnung von Pilzproteinen durch die biotechnologische Verwertung des Brauerei-Reststoffstroms Biertreber realisieren.

Der Nordosten Deutschlands mit den Regionalzentren Rostock, Stralsund und Neubrandenburg in Mecklenburg-Vorpommern (MV) ist ländlich geprägt und dünn besiedelt. Die Ernährungswirtschaft nimmt innerhalb der Region eine prominente Stellung ein. Durch das Vorhaben soll das RUBIN-Bündnis innerhalb des Bioökonomie-Schwerpunktes in der Region etabliert werden.

Die strategische Zusammenarbeit des Bündnisses ermöglicht die Erforschung und Entwicklung kreislauforientierter Verwertungsprozesse zur Umwandlung bisher wenig wertschöpfend genutzter Nebenströme der Lebensmittelindustrie (Biertreber) zu proteinhaltigen Lebensmitteln, unterstützt durch eine digitale Tracking & Tracing-Plattform.

Geplant ist die erstmalige Anwendung des Verfahrens in einem industriellen Maßstab und auch die erstmalige Extraktion des ernährungsphysiologisch hochwertigen Pilzproteins aus Biertreber. Die Herstellungsbedingungen dieses Proteins haben gegenüber pflanzlichen Proteinen zwei entscheidende Vorteile: Es wird weniger Fläche benötigt, weil in die Höhe, statt in die Breite gebaut wird und zudem weniger Zeit benötigt wird. Innerhalb von ca. 7 Tagen wird die gleiche Menge an Protein produziert, für die Pflanzen eine Wachstumsperiode benötigen .

Aus dem erhaltenen Pilzprotein können dann Produkte, wie Wurсталternativen und Proteinisolate entstehen. Zusätzlich werden neue Technologiekonzepte für die Kreislaufwirtschaft bisher ungenutzter Lebensmittelnebenströme sowie digitale Lösungen für die Nachvollziehbarkeit von Stoffströmen und Produktionsprozessen entwickelt.

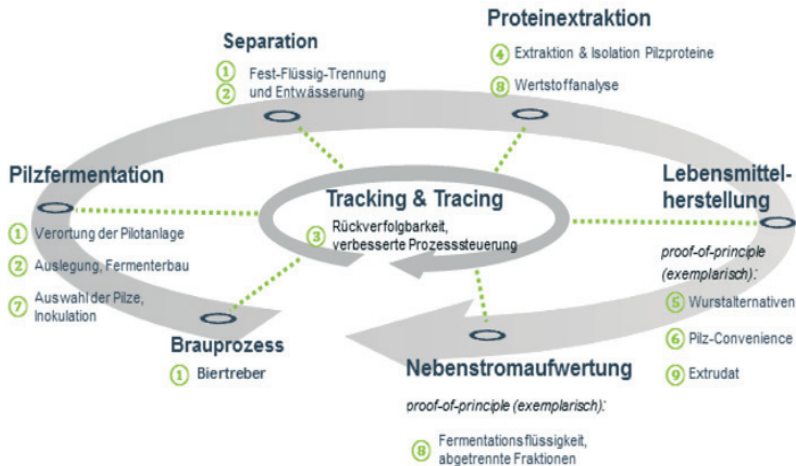


Abb. 6: Kreislauforientierte Technologie- und Stoffstromkette im Bündnis MaltFungiProtein (ZELT gGmbH)

Im Fokus des RUBIN-Bündnisses „MaltFungiProtein“ steht eine kreislauforientierte Technologie- und Stoffstromkette zur nachhaltigen Umwandlung bisher wenig wertschöpfend genutzter Nebenströme aus der Lebensmittelindustrie. In diesem Sinne wird auch die Aufwertung aller Nebenströme angestrebt, die in diesem Prozessverlauf entstehen.

Mit dem Projekt soll eine regionale, in sich geschlossene Herstellungskette etabliert werden, die auf einer lokal vorhandenen Rohstoffquelle (Biertreber) aufsetzt. Damit soll ein Modell für weitere, zukünftige Ansätze einer Nutzung regional vorhandener Nebenströme der Lebensmittelherstellung entwickelt werden.

Insbesondere zielt das RUBIN-Bündnis auf die biotechnologische Umwandlung des Brauerei-Nebenstromes Biertreber zu proteinreichem Mycoprotein mit ansprechenden sensorischen Eigenschaften ab. Um den Verbrauchern die enge und regional abgegrenzte Kooperation der Bündnispartner zu veranschaulichen, soll der gesamte Produktionsprozess durch eine digitale Tracking & Tracing-Plattform begleitet werden, welche auch intern für die Prozessüberwachung genutzt wird.

Erfolgspotential

In Deutschland und weltweit nimmt der Anteil an pflanzlichen alternativen Proteinquellen in der Humanernährung zu. In den kommenden fünf Jahren wird in der EU der Umsatz mit pflanzenbasierten Proteinen jährlich um etwa 7 % steigen. Dabei werden je nach Region und kulturellem Hintergrund auch neue Proteinquellen aus Getreide, Insekten, Algen, Pilzen und Agrar-Nebenströmen eingesetzt.

Zusätzlich wächst die Nachfrage nach regionalen Lebensmitteln aus Umweltaspekten und der Informationsbedarf zur Herkunft der Produkte.

Die Veredlung der landwirtschaftlich erzeugten Produkte vor Ort nimmt bisher eine zu geringe Stellung in der Region Nordost ein, sodass hier große Potenziale ruhen, um die Region Nordost als Modellregion für Bioökonomie zu etablieren.

Neben dem Biertreber aus anderen Brauereien könnten auch andere kohlen- und stickstoffhaltige Nebenströme der Lebensmittelindustrie verwendet werden. Somit wird weiteren Unternehmen aus der Region eine nachhaltigere Verwertung ihrer Nebenströme ermöglicht. Mit dem Vorhaben wird die Möglichkeit für nachhaltige Umwandlung und Verwertung von Restströmen mittels Fermentationen gefördert und inspiriert damit weitere Unternehmen sich zu engagieren, um Umweltschutz und eigene Wirtschaftlichkeit miteinander zu verbinden sowie einen Beitrag zur weltweiten Ernährungssicherung zu leisten. Entlang solcher Herstellungsketten entsteht eine verstärkte regionale Vernetzung in der Lebensmittelindustrie, die sich stabilisierend auf diese auswirkt. Damit verbunden ist das Entstehen zusätzlicher, zukunftsfähiger Arbeitsplätze in den Bereichen Lebensmittelproduktion und Technologieanbieter, die in der Region benötigt werden.

Alternative Kreislaufkonzepte können durch Reststoff- und Nebenstromverwertung einen wichtigen Beitrag zur Ernährungssicherheit leisten, da beispielsweise aus dem Biertreber, der pro Jahr bei der Störtebeker Braumanufaktur anfällt, viele Tonnen Pilzmyzel hergestellt werden könnten. So würde sich eine reststoffarme Produktion als Kreislaufwirtschaft etablieren. Das wirtschaftliche Erfolgspotential des Bündnisses ist somit vielfältig und liegt für die Partner in unterschiedlichen Bereichen. Essenziell für den Erfolg des Projektes ist jedoch die enge Zusammenarbeit der Partner auch über die Grenzen der Verbundprojekte hinaus. Ebenfalls wird es für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg von besonderer Bedeutung sein, eine positive Wahrnehmung bei Kunden, Verbänden und der Politik zu erzielen. Die im Projekt verfolgten Ziele (regionale Produkte, Kreislaufwirtschaft, flexitarische Lebensmittel) werden von breiten Bevölkerungsgruppen bereits jetzt positiv gesehen. Auch die Politik unterstützt diese Ziele (siehe Regionale Innovationsstrategie des Landes MV). Beides soll im Verlauf des Projektes durch geeignete Kommunikation noch weiter gestärkt werden. Das Projekt hat den Charakter eines Modellvorhabens für regionale Wertschöpfungsketten in der Bioökonomie.

Literatur/Quellen

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

www.dge.de/presse/pm/high-protein-produkte-sind-ueberfluessig/ (Abgerufen am 19.05.2022)

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)

Unveröffentlichte Daten – Projekt MaltFungiProtein

Kontakt

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

Hochschule Neubrandenburg
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften

Brodaer Str. 2, 17033 Neubrandenburg

☎ +49 (0)395.5693-1004 | ✉ garbe@hs-nb.de | 🌐 www.hs-nb.de

Moorbiomasse als neuer Rohstoff – Die landwirtschaftliche Nutzung von wieder- vernässten Mooren wirtschaftlich gestalten

Zusammenfassung: Der Wiedervernässung von Mooren und deren landwirtschaftlichen Nutzung (Paludikultur) wird eine hohe Priorität eingeräumt, um in Deutschland bis 2045 das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Eine interessante Nutzungsoption für Moore ist in der aktuellen Energiekrise die Verwertung von Nasswiesenheu in Halmgutheizwerken, da dieses Verfahren schon in der Praxis erprobt ist. Der Arbeitszeitbedarf für die Ernte von Nass- und Feuchtwiesen variiert stark in Abhängigkeit von den Flächeneigenschaften und der Vegetation (2 AKh ha⁻¹ bis 14 AKh ha⁻¹). Die hohen Arbeitszeitbedarfe von 14 AKh ha⁻¹ sind Folge von technischen Problemen, da sich die Spezialtechnik für Paludikulturverfahren häufig noch in der Erprobungsphase befinden oder angepasste Technik aus der Landwirtschaft eingesetzt wird. Deswegen ist für die ökonomische Gestaltung von Paludikulturverfahren die Optimierung und Entwicklung von Spezialtechnik erforderlich. Die Verwertung von Nasswiesenheu in Halmgutheizwerken ist bereits ökonomisch rentabel. Ein Halmgutheizwerk erreicht bei den derzeitigen hohen Gaspreisen schon bei einer niedrigen Auslastung von 30 % einen Wettbewerbsvorteil gegenüber einem Gasheizwerk. Für einen langfristig effizienten Betrieb von Halmgutheizwerken sollten aber höhere Auslastung angestrebt werden.

Abstract: To achieve climate neutrality by 2045 in Germany, high priority is given to the rewetting of peatlands and their agricultural use (paludiculture). An interesting utilization option for meadow in the current energy crisis is the use of wet meadow hay in heating plants, as this process has already been proven in practice. The working time requirements for harvesting wet meadows vary depending on the area characteristics and vegetation (2 man-hours per hectare to 14 man hours per hectare). The high working time requirements of 14-man-hours per hectare are the result of technical problems, as the specialized machinery for harvesting wet meadow is still in the trial phase or conventional agriculture machinery is used for the harvesting. The optimization and development of specialized machinery is necessary to increase the economic viability of paludiculture methods. The use of meadow hay in heating plants is already economic viable. At the current high gas prices a stalk heating plant achieves a competitive advantage over a gas heating plants at a low utilization rate of 30 %. However, for a long-term efficient operation of stalk heating plants, higher utilization rates shall be targeted.

1 Einleitung

Im Jahr 2021 wurde das Klimaschutzgesetz (KSG) in Deutschland novelliert und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 festgelegt. In diesem Gesetz wird die Bedeutung der Moore als natürliche Senken für Treibhausgase zum

Erreichen dieses Ziels betont (BMUV, 2022). Eine Möglichkeit, Klimaschutz mit einer landwirtschaftlichen Bewirtschaftung von Mooren in Einklang zu bringen, ist Paludikultur. Unter Paludikultur versteht man die produktive Nutzung nasser und wiedervernässter Moore. Mit der GAP (Gemeinsamen Agrarpolitik der EU) – Reform 2023 werden erstmals Fördermöglichkeiten für Paludikulturen eingeführt und damit der Grundstein für den Ausbau von Paludikulturen gelegt. Mecklenburg-Vorpommern (MV) ist ein moorreiches Bundesland (ca. 288.000 ha) und die entwässerte und landwirtschaftliche Nutzung der Moore stellt hier die höchste Emissionsquelle dar (LM MV, 2017). Etwa die Hälfte der Moore in MV werden landwirtschaftlich genutzt. Davon sind ca. 88 % Dauergrünland und 12 % Acker (LM MV, 2017). Daraus lässt sich ableiten, dass die Moorflächen in MV auch nach Wiedervernässung hauptsächlich als Dauergrünland genutzt werden. Für den Landwirt ist die Wiedervernässung aufgrund der Irreversibilität mit dem Verlust von Nutzungsoptionen und damit mit einem monetären Wertverlust verbunden. Um dem Landwirt Investitions- und Planungssicherheit zu geben, müssen deswegen Datengrundlagen für die Planung von Paludikulturverfahren geschaffen und Nutzungsoptionen aufgezeigt werden.

Deutschland hat das Ziel bis 2030 80 % des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken, um eine klimaneutrale Energieversorgung und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Nutzung von Paludibiomasse in Halmguthheizwerken kann einen Beitrag dazu leisten, da dies bereits Stand der Technik ist und zeitnah ausgebaut werden kann. Zudem nimmt die Bedeutung von Stroh als alternativer Brennstoff für Heizwerke ab, da die Bedeutung von Stroh für den Humusaufbau mit der Ackerbaustrategie 2035 in Deutschland weiter zunehmen wird. Gemäß der Ackerbaustrategie 2035 wird bis 2030 ein standortgerechter Humusgehalt aller Ackerböden angestrebt (BMEL, 2019). Dieses Ziel soll unter anderen durch die Einarbeitung von Ernterückständen erreicht werden. An der Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern (LFA MV) wird die Bereitstellung von Feucht- und Nasswiesenheu (Arbeitszeitstudien) und die energetische Verwertung dieser Biomasse in Halmguthheizwerken (Wirtschaftlichkeitsanalyse) untersucht.

Im Rahmen des Verbundvorhabens „Paludikultur in die Praxis bringen – Integration – Management – Anbau (Paludi-PRIMA)“ hat die LFA MV Arbeitszeitstudien für Anbaukulturen sowie Nass- und Feuchtwiesen durchgeführt, um Paludikulturverfahren planbar und effizient zu gestalten. Diese Arbeitszeitstudien werden seit 2022 in dem Forschungsvorhaben "Paludikultur im Praxistest: Optimierung von Rohrkolben- und Schilfkulturen (Paludi-PROGRESS)" für drei Jahre fortgesetzt.

Von 2017 bis 2019 wurde in dem Vorhaben „Wirtschaftlichkeit verschiedener Wertschöpfungsketten von halmgutbasierten Heizwerken mit Nahwärmenetzen (WWHH)“ die Wettbewerbsfähigkeit von Halmguthheizwerken mit Gasheizwerken ermittelt. Diese Wirtschaftlichkeitsanalyse für Halmguthheizwerke wird regelmäßig an die veränderten politischen Rahmenbedingungen (z.B. Wiederver-

nässung von Mooren, Energiepreise) angepasst und auf dem aktuellen Stand gehalten. Ziel dieser Untersuchungen ist es, Handlungsempfehlung für die Bereitstellung von Nass- und Feuchtwiesenheu sowie deren Nutzung in Halmgutheizwerken zu ermitteln.

2 Methode

2.1 Bereitstellung Feuchtwiesenheu

Im Sommer 2020 wurden Arbeitszeitstudien mit unterschiedlicher Technik und für unterschiedliche Nutzungsoptionen auf Nass- und Feuchtwiesen durchgeführt. Für die Ernte wurde angepasste Technik (Traktor mit Niederdruckreifen) und Spezialtechnik (Pistenraupe) eingesetzt. Die Feuchtwiesen wurden mit der angepassten Technik in einem 4-stufigen Verfahren zur Verwendung als Pferdefutter geerntet. Dieses beinhaltete die Arbeitsschritte: Mahd (Front- und Heckmäherwerk) – Wenden – Schwaden – Pressen (Rundballenpresse, ca. 250 kg Ballen⁻¹). Die Pistenraupe fungiert als Schlepper für die bereits vorhandene Erntetechnik (Mäherwerk und Ballenpresse). Die technischen Daten (Leistung, Arbeitsbreite) der eingesetzten Technik sind der Tab. 1 zu entnehmen.

Tab. 1: Technische Daten der angepassten Technik zur Feuchtwiesenernte

Parameter	ME	Mahd		Wenden	Schwaden	Pressen
		Traktor	Pistenraupe			
Nennleistung-Schlepper	kW	158	204	158	55	158
Arbeitsbreiten	m	6	3,16	7	7	7

Die Ernte der Feuchtwiese mit der Pistenraupe wurde zur Erprobung der Wasserstoffherstellung und für einen Landschaftspflegeschnitt auf einer Pfeifengraswiese durchgeführt. Bei der Ernte der Feuchtwiese für die Wasserstoffherzeugung wurde das Heu mit der Pistenraupe in einem einstufigen Verfahren gemäht und zu Rundballen gepresst. Anschließend wurden die Ballen in Folie gewickelt (ohne Zusatz von Siliermittel), da dadurch positive Effekte auf das Verfahren der Wasserstoffherzeugung erwartet wurden. Der anschließende Pflegeschnitt der Pfeifengraswiese in einem Naturschutzgebiet wurde mit der Pistenraupe in einem zweistufigen Verfahren (Mahd und Pressen) durchgeführt. Als Referenzverfahren dient die Heuernte zur Nutzung als Tierfutter nach dem Feldarbeitsrechner des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Mahd (6,2 m, 54 kW), Wenden (6 m, 54 kW), Schwaden (6 m, 54 kW) und Pressen (Rundballen, 205 kg Ballen⁻¹). Dabei wurde von einer Flächengröße von 6 ha und einem Ertrag von 9 t ha⁻¹ ausgegangen. Dieses Referenzverfahren wird folgend als konventionelle Heuernte bezeichnet.

2.1.2 Planung und Durchführung der Arbeitszeitstudien

Die Planung und Durchführung der Arbeitszeitstudie (MEZA) und die Ermittlung von Planzeiten (PLAZET) erfolgt auf der Basis von Software der Firma

DRIGUS. Die Vorbereitung, Durchführung und statistische Auswertung der Zeitstudie wird mit MEZA durchgeführt. Dazu wird das Arbeitsverfahren kleinteilig in sogenannte Arbeitselemente unterteilt. Im Rahmen von Paludi-PRIMA wurde die Methode zur Arbeitszeitstudie um die Möglichkeit der Durchführung einer videobasierten Arbeitszeitaufnahme mit einer GOPRO erweitert. Die GOPRO ist mit einem integrierten GPS-Tracker ausgestattet, der für die Ermittlung von zurückgelegten Strecken im Rahmen von Arbeitsabläufen erforderlich ist. Die GPS-Daten werden mit Q-Gis 3.4.15-Madeira ausgewertet, um die zurückgelegten Strecken zu ermitteln. Mit Hilfe dieser Streckendaten und der Arbeitsbreite der jeweiligen landwirtschaftlichen Maschinen werden die Arbeitszeitdaten auf die Bezugsgröße 1 Hektar (ha) umgerechnet. Mit dem Programm PLAZET werden auf der Basis einer Regressionsrechnung Planzeiten für die Arbeitselemente kalkuliert, die zur Planung und Modellierung von Paludikulturverfahren herangezogen werden können. Die Arbeitszeiten werden in MEZA und PLAZET in Hundertstelminute (HM) angegeben, die eine hundertstel Stunde bezeichnet (1 Stunde = 100 Minuten). Durch die dezimale Darstellung der geleisteten Arbeitsstunden wird die Datenverwaltung von Arbeitszeiten vereinfacht. Zudem wird der Arbeitszeitdarf in der Landwirtschaft üblichen Einheit Arbeitskraftstunde pro Hektar (AKh ha⁻¹) angegeben.

2.2 Wärmegestehungskosten eines Halmgutheizwerkes

In dem Vorhaben WWHH wurde anhand einer Wirtschaftlichkeitsanalyse von vier Halmgutheizwerken die Wettbewerbsfähigkeit von Halmgutheizwerken mit Gasheizwerken bestimmt. Die Analyse basiert auf realen Daten aus der Praxis, die im Rahmen einer Befragung von vier Halmgut basierten Heizwerken (600 - 1.000 kW) ermittelt wurden. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde auf Grundlage der Praxisdaten ein Modellheizwerk abgeleitet.

Im ersten Schritt wurde eine Investitionsrechnung durchgeführt, indem alle Kosten dem jährlichen Erlös gegenübergestellt wurden. Dazu wurden die einmalig zu Beginn anfallenden Investitionskosten für die Anlagenkomponenten des Heizwerkes mit Hilfe der Annuitätenformel (VDI 2067) in eine durchschnittliche jährliche Zahlung umgerechnet.

Im zweiten Schritt wurde die Kostenstruktur des Modellheizwerkes erfasst. Dazu wurden die Gesamtkosten gemäß VDI 2067 unterteilt in:

- Kapitalgebundene Kosten (z.B. Investitionskosten, Instandhaltungskosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (z.B. Brennstoffe, Hilfsenergie, Ascheentsorgung)
- Betriebsgebundene Kosten (z.B. Löhne, Emissionsmessungen, Wartungsverträge, Versicherung)

Die Kostenstruktur der halmgutbasierten Modellheizwerke wurde im Vergleich zu einem Erdgasbasierten Heizwerk als Referenz betrachtet. Die Wirtschaftlichkeitsdaten zum Gasheizwerk basieren auf ein als Redundanz für ein Biomasseheizwerk fungierendes Gasheizwerk.

3 Ergebnisse

3.1 Bereitstellung Feuchtwiesenheu

Der Arbeitszeitbedarf für die Ernte der Feuchtwiesen mit angepasster Technik und einer Pistenraupe für unterschiedliche Nutzungsalternativen sank in der Reihenfolge: Pistenraupe (Pflegeschnitt, $14,25 \text{ AKh ha}^{-1}$) > Pistenraupe (Wasserstoffherzeugung, $2,0 \text{ AKh ha}^{-1}$) \geq angepasste Technik (Pferdefutter, $1,92 \text{ AKh ha}^{-1}$) (Abb. 1).

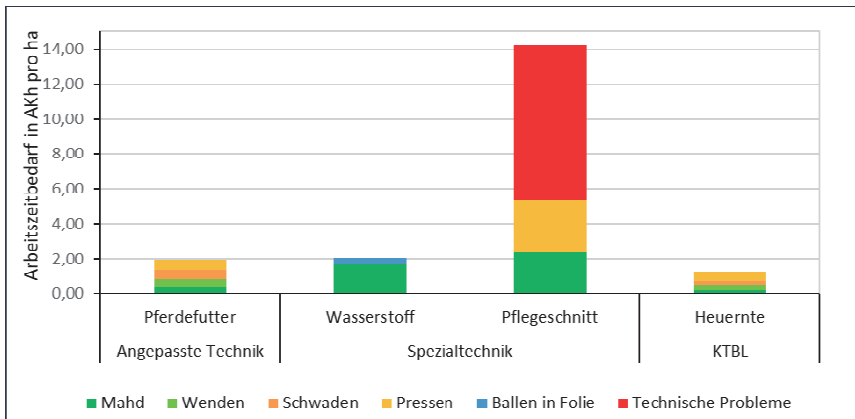


Abb. 1: Arbeitszeitbedarf in Arbeitskraftstunden pro Hektar (AKh pro ha) für die Ernten von Feuchtwiesen mit angepasster Technik sowie einer Pistenraupe für unterschiedliche Nutzungsalternativen (eigene Berechnung) im Vergleich zum Referenzverfahren Heuernte für die Futterproduktion nach dem Feldarbeitsrechner des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Heuernte KTBL)

Der Arbeitszeitbedarf für die Ernten der Feuchtwiese war höher im Vergleich zu einer konventionellen Heuernte ($1,25 \text{ AKh ha}^{-1}$). Dabei hatten die Ernten mit angepasster Technik (Pferdefutter) und mit der Pistenraupe (Wasserstoffherzeugung) einen ca. $0,7 \text{ AKh ha}^{-1}$ höheren Arbeitszeitbedarf im Vergleich zur konventionellen Heuernte, während der Arbeitszeitbedarf für den Pflegeschnitt mit der Pistenraupe ca. zehnmal so hoch war. Der generell höhere Arbeitszeitbedarf der Feuchtwiesenernte gegenüber einer konventionellen Heuernte lässt sich mit der höheren Biodiversität der Biomasse und der Unebenheiten der Flächen erklären. Dabei unterschieden sich die Feuchtwiesen in ihrer Vegetation. Auf den Feuchtwiesen zur Pferdefutterbereitstellung und Wasserstoffherzeugung (Wuchshöhe: ca. 1 m, Ertrag: ca. $10 (6) \text{ t ha}^{-1}$) waren der Schilfanteil, die Wuchshöhe und der

Ertrag deutlich geringer im Vergleich zur schilfdominierten Pfeifengraswiese (Wuchshöhe: ca. 2 m, 14 t ha⁻¹), da die Pfeifengraswiese in einer Senke lag und damit mehr Wasser zur Verfügung hatte.

Dies führte zu technischen Problemen beim Pressen der Rundballen auf der Pfeifengraswiese, da sich die inhomogene und strukturreiche Biomasse in der Aufnahmevorrichtung der Ballenpresse verdichtete und das Ballenpressen für die Reinigung der Ballenpresse unterbrochen werden musste. Diese technischen Probleme hatten mit 60 % den größten Anteil an dem Arbeitszeitbedarf für den gesamten Pflegeschnitt auf der Pfeifengraswiese. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass noch Optimierungsbedarf hinsichtlich der Aufbereitungstechnik (Ballenpresse) zur Ernte von Feuchtwiesen besteht.

In einem zweiten Schritt wurden die Arbeitszeitstudien zur Sommerernte mit der Software MEZA statistisch ausgewertet und mit PLAZET Planzeiten berechnet. Die Ergebnisse dieser Auswertung sind in der Tab. 2 zusammengefasst.

Tab. 2: Arbeitszeitbedarfe und Planzeiten für die Ernte von Feuchtwiesen mit angepasster Technik und einer Pistenraupe für unterschiedliche Nutzungsalternativen ermittelt mit MEZA und PLAZET

Arbeitselement	MEZA			PLAZET
	Ø-Zeit [HM ha ⁻¹]	STD [HM]	Epsilon [%]	Planzeiten [HM ha ⁻¹]
Bereitstellung von Pferdefutter – angepasste Technik				
Mahd	22,7	1,1	5,7	Nicht signifikant
Heuwenden	26,2	2,8	1,1	= 29,5 * y - 0,52
Schwaden	44,5	3,5	3,2	= 38,8 * y - 0,54
Pressen	37,9	5,3	3,7	= 15,5 * y + 0,15
Bereitstellung von Biomasse für die Wasserstoffherzeugung – Pistenraupe				
Mahd (Pressen)	73,4	18,8	14,8	Nicht signifikant
Pflegeschnitt – Pistenraupe				
Mahd (Pressen)	151,8	104,8	69,1	Nicht signifikant
Mahd	97,6	31,8	11,7	Nicht signifikant
Pressen	316,3	434,5	51,3	Nicht signifikant

Ø: Durchschnitt, HM: Hundertstelminute, Epsilon: relativer halber Vertrauensbereich bezogen auf den Mittelwert, y: Fläche in ha

Für die Ernte der Feuchtwiesen mit angepasster Technik konnten für die Arbeitsverfahren Heuwenden, Schwaden und Pressen Planzeiten kalkuliert werden, die aber noch durch weitere Arbeitszeitstudien verifiziert werden sollen. Für die Ernte mit der Pistenraupe sind aufgrund der Inhomogenität der Daten (Epsilon > 5 %) weitere Arbeitszeitstudien erforderlich, um Planzeiten ermitteln zu können.

3.2 Wärmegestehungskosten von einem Halmgutheizwerk

Die Kostenstruktur eines Halmgutheizwerkes wurde für Auslastungen des Modellheizwerkes von 1.750 h/a (ca. 20 %) und 5.000 h/a (ca. 57 %) ermittelt

(Abb. 2), da in diesem Bereich die Auslastung der untersuchten Praxisbetriebe lag. Die Kostenstruktur des Modellheizwerks spiegelt damit den Ist-Zustand der Halmgutheizwerke in Deutschland wider.

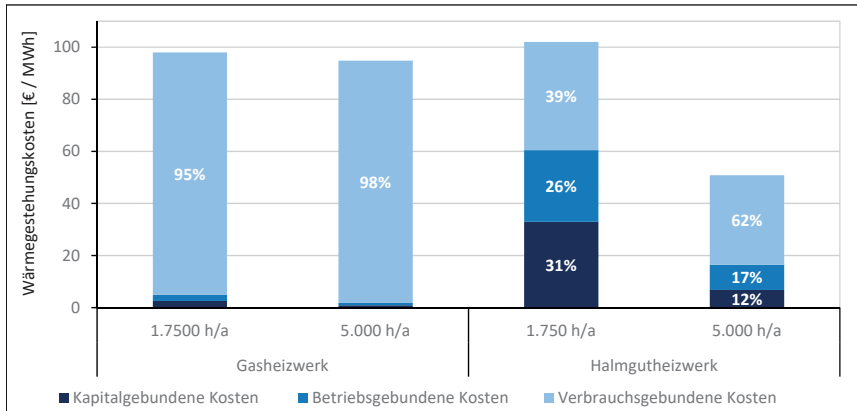


Abb. 2: Kostenstruktur von Halmgutheizwerken im Vergleich zu Gasheizwerken und in Abhängigkeit von der Auslastung (1.750 h, 5.000 h)

Die Kostenstruktur von einem Halmgutheizwerk unterscheidet sich deutlich von dem eines Gasheizwerks. Die Wärmegestehungskosten von einem Halmgutheizwerk werden neben den verbrauchsgebundenen Kosten maßgeblich von den kapitalgebundenen und den betriebsgebundenen Kosten bestimmt. Feuchtwiesenheu enthält hohe Gehalte an Stickstoff (ca. 1,3 % TM), Chlor (ca. 0,6 % TM) und Schwefel (0,2 %), die sich auf den Ausstoß von THG-Emissionen (z.B. NO_x , SO_2) und auf weitere verbrennungsrelevante Eigenschaften auswirken (z.B. Ascheerweichungsverhalten, Korrosionen im Brennraum) (Dahms et al. 2017; FNR, 2014). Aufgrund der Brennstoffeigenschaften von Feuchtwiesenheu sind die Anforderungen an den Brennraum und die Abgasreinigung sowie der Reparatur- bzw. Reinigungsbedarf der Anlage höher im Vergleich zu Gasheizwerken. Damit verbunden sind höhere Investitions- und Instandhaltungskosten (Reinigung und Reparatur). Aus diesem Grund hat bei einem Halmgutheizwerk die Auslastung einen höheren Effekt auf die Wärmegestehungskosten als bei einem Gasheizwerk. Bei einem Halmgutheizwerk sinken die Wärmegestehungskosten um 48 % bei einer Auslastung von 5.000 h/a gegenüber einer Auslastung von 1.750 h/a. Bei einem Gasheizwerk beträgt diese Differenz nur 3 %. Hier werden die Wärmegestehungskosten maßgeblich von dem Brennstoffpreis bestimmt. Bei den derzeit hohen Gaspreisen ist die Wettbewerbsfähigkeit von einem Halmgutheizwerk gegenüber einem Gasheizwerk gestiegen.

In der Abb. 3 sind die Wärmegestehungskosten von einem Halmgutheizwerk in Abhängigkeit von seiner Auslastung im Vergleich zum durchschnittlichen Gaspreis für Haushalte und Industrie für das 2. Halbjahr 2022 dargestellt. Ein Halmgutheizwerk erreicht seit der Energiekrise im Jahr 2023 ab einer Auslastung von

30 % einen Wettbewerbsvorteil gegenüber dem derzeitigen durchschnittlichen Gaspreis für Haushalte und Industrie. Demgegenüber war ein Halmgutheizwerk im Jahr 2021 erst ab einer Auslastung von 40 % wettbewerbsfähig mit dem Gaspreis für Haushalte und nicht wettbewerbsfähig mit dem Gaspreis für Industrie.

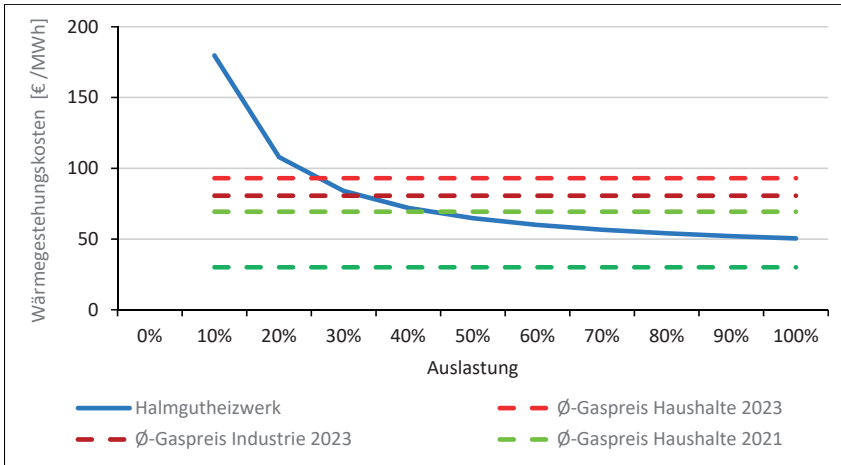


Abb. 3: Wärmegestehungskosten von einem Halmgutheizwerk in Abhängigkeit von der Auslastung (eigene Berechnung) und im Vergleich zum durchschnittlichen Gaspreis für Haushalte und Nicht-Haushalte 2023 (1. Halbjahr) und 2021 (2. Halbjahr)(DESTATIS, 2023)

Für einen effizienten Betrieb eines Halmgutheizwerkes sollte aber dennoch eine hohe Auslastung angestrebt werden. Deswegen sind für Halmgutheizwerke Standorte mit einem ganzjährigen hohen Wärmebedarf und einer hohen räumlichen Abnehmerdichte zu empfehlen, wie öffentliche Einrichtungen (z.B. Schwimmbäder), Betriebe (z.B. Molkereien) und Mehrfamilienhäuser.

4 Fazit

Die landwirtschaftliche Nutzung von wiedervernässten Mooren wird mit der GAP-Reform und der Novellierung des Klimaschutzgesetzes an Bedeutung gewinnen und kann damit als ein neuer Brennstoff in Heizwerken zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse aus den Arbeitszeitstudien zur Feuchtwiesenernte haben gezeigt, dass die Ernte von Feuchtwiesen schon heute ökonomisch rentabel sein kann. Aber insbesondere bei inhomogenen Beständen wird häufig ein hoher Arbeitszeitbedarf zur Behebung von technischen Problemen benötigt. Dies führt zu hohen Arbeiterledigungskosten. Deswegen müssen neue technische Lösungsansätze, insbesondere für die Aufbereitung von Nass- und Feuchtwiesenhheu, identifiziert werden. Moorböden nehmen lediglich etwa 7 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland ein. Die Entwicklung von landwirtschaftlicher

Technik für Moorböden ist mit einem hohen Aufwand verbunden, da sich diese Spezialtechnik von den Anforderungen an herkömmliche landwirtschaftliche Technik unterscheidet. In der Folge ist die Entwicklung von Spezialtechnik nicht rentabel. Die Schaffung von Fördermaßnahmen ist damit die Voraussetzung für die Entwicklung von Spezialtechnik. Die Nutzung von Feucht- und Nasswiesenheu in Halmgutheizwerken kann die Wertschöpfung im ländlichen Raum steigern und zum Klimaschutz beitragen, da für diese Biomasse anderweitige Nutzungsmöglichkeiten fehlen.

Mit den gestiegenen Gaspreisen kann die Wettbewerbsfähigkeit von Halmgutheizwerken mit Gasheizwerken bereits bei einer geringen Auslastung (30 %) erreicht werden. Die energetische Nutzung von Feucht- und Nasswiesenheu ist aber technisch aufwendig und mit hohen Investitions- und Instandhaltungskosten verbunden. Aus diesem Grund sollten Halmgutheizwerke eine hohe Auslastung aufweisen, um effizient zu sein. Als Standort eignen sich insbesondere Kleinstädte im ländlichen Raum aufgrund der hohen Wärmeabnehmerdichte.

Literatur/Quellen

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2019): Ackerbaustrategie 2035. Perspektiven für einen produktiven und vielfältigen Pflanzenbau. BMEL (Hrsg.). Dezember 2019.

<https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/pflanzenbau/ackerbau/ackerbaustrategie.html>

BMUV -Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz- (2022): Nationale Moorschutzstrategie. <https://www.bmuv.de/download/nationale-moorschutzstrategie>

Dahms T., Oehmke C., Kowatsch A., Abel S., Wichmann S., Wichtmann W., Schröder C. (2017): Paludi-Pellets-Broschüre. Halmgutartige Festbrennstoffe aus nassen Mooren. 2., aktualisierte Auflage. Universität Greifswald (Hrsg.)

LM MV (2017). Umsetzung von Paludikultur auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in Mecklenburg-Vorpommern; Fachstrategie zur Umsetzung der naturbezogenen Vorschläge des Moorschutzkonzeptes. Schwerin. Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Mecklenburg-Vorpommern.

FNR (Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V.), 2014: Leitfaden Feste Biobrennstoffe 4. vollständig überarbeitete Auflage, Mai 2014.

Kontakt

Dr. Telse Vogel, Projektmitarbeiterin

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei
Mecklenburg-Vorpommern
Institut für Pflanzenproduktion und Betriebswirtschaft

☎ +49 (0)385.588-60254 | ✉ t.vogel@lfa.mvnet.de | 🌐 www.lfamv.de

Bewertung des Emissions- und Ascheverhaltens einer kleinskaligen Wirbelschichtfeuerung zur Nutzung nicht-holzartiger Festbrennstoffe

Zusammenfassung: Biomasse spielt für den Klimaschutz und eine nachhaltige Wärmewende eine wichtige Rolle, wobei zukünftig vor allem biogene Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden sollen, die sich im Vergleich zu Holz durch kritische Brennstoffeigenschaften auszeichnen. Im vorliegenden Beitrag wird daher der Betrieb einer kleinskaligen Wirbelschichtfeuerung (15 kW) mit Holzpellets, Getreidekörnern, Heupellets sowie Pellets aus gewaschenem Laub hinsichtlich des Emissions- und Ascheverhaltens untersucht und im Vergleich zu zwei Festbettfeuerungen bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirbelschichtfeuerung emissionsarm betrieben werden kann, so dass die geltenden Emissionsgrenzwerte der 1. BImSchV weitestgehend eingehalten werden können. Die kleinskalige Wirbelschichtfeuerung kann ein vergleichbares Emissionsniveau wie die beiden Festbettfeuerungen erreichen. Es zeigte sich auch, dass beim Einsatz von Brennstoffen mit niedrigem Ascheschmelzpunkt kaum Störungen des Anlagenbetriebes durch Verschlackungsprobleme auftraten. Weitere Optimierungspotenziale ergeben sich hinsichtlich der Anpassung der Anlagensteuerung zur Reduzierung der CO-Emissionen und der konstruktiven Anpassung der Zyklonbrennkammer mit SNCR zur Reduzierung eines möglichen Austrags an Grobpartikeln und NO_x -Emissionen.

Abstract: Biomass has an important role to play in climate change mitigation and a sustainable transformation of the heating sector. In the future, biogenic residues and wastes will be used in particular, as they have critical fuel properties compared to wood. In this paper, the operation of a small-scale fluidized-bed combustion system (15 kW) fired with wood pellets, cereal grains, hay pellets and pellets made of washed leaves is investigated in terms of emissions and ash behavior and compared with two fixed-bed boilers. The results show that the fluidized-bed combustion system can be operated with low emissions so that the emission thresholds of the 1st BImSchV can be largely complied with. The fluidized-bed combustion system can achieve comparable emission levels to the two fixed-bed boilers. Hardly any operational disturbances due to bottom ash slagging were observed during fluidized-bed combustion, even for fuels with a low ash melting point. Further optimization potential exists in the adaptation of the plant control system to reduce CO emissions and in the design of the cyclone post-combustion chamber with SNCR to reduce the potential discharge of coarse particles and NO_x emissions.

1 Hintergrund und Zielstellung

Biomasse spielt für den Klimaschutz und eine nachhaltige Wärmewende eine wichtige Rolle, wobei zukünftig vor allem biogene Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden sollen. Im Vergleich zu hochwertigen Holzsortimenten zeichnen

sich solche biogenen Rest- und Abfallstoffe jedoch durch eine hohe Heterogenität und kritische Brennstoffeigenschaften (z.B. höhere Aschegehalte, S, Cl, K und niedrige Ascheerweichungstemperaturen) aus [1]. Um diese schwierigen Brennstoffe emissionsarm und effizient energetisch nutzen zu können, wurde am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg eine kleinskalige Wirbelschichtfeuerung < 50 kW entwickelt. Durch den Betrieb mit moderaten Verbrennungstemperaturen von ca. 750-850° C und der integrierten Zyklonbrennkammer kann potenziell eine emissionsarme Verbrennung mit geringen CO- und Feinstaubemissionen sowie niedrigen Verschlackungsgraden in der Feuerraumasche realisiert werden. Eine technisch-wirtschaftliche Modellierung konnte bereits zeigen, dass dieses Anlagenkonzept einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes leisten kann [2]. Im vorliegenden Beitrag wird der Betrieb der kleinskaligen Wirbelschichtfeuerung hinsichtlich des Emissions- und Ascheverhaltens analysiert und bewertet.

2 Methoden

Als Brennstoffe wurden ENplus Holzpellets (WP), Getreidekörner (CG), Heupellets (HP) sowie Pellets aus gewaschenem Laub (WFP) eingesetzt. Die Brennstoffe wurden nach den gültigen Normen für biogene Festbrennstoffe [3] analysiert. Zur Bestimmung der Haupt- und Nebenbestandteile wurde die Brennstoffprobe mit Flussäure aufgeschossen. Die Bestimmung des Schwefel- und Chlorgehaltes erfolgte mittels Verbrennungsaufschluss. Weiterhin wurden die Ascheschmelztemperaturen nach DIN EN ISO 21404 [4] bestimmt.

Für die Verbrennungsversuche wurde die kleinskalige Wirbelschichtfeuerung (15 kW Feuerungswärmeleistung) der FAU mit dem Bettmaterial Quarzsand (Korngröße: 0,1-0,6 mm) eingesetzt. Zum Vergleich wurden zwei Festbettfeuerungen mit Vorschubrost und einer Feuerungswärmeleistung von 30 kW (Kessel 1) sowie eine wassergekühlte Brennmulde mit einer Feuerungswärmeleistung von 49 kW (Kessel 2) eingesetzt. Um die Vergleichbarkeit der Verbrennungsversuche zu gewährleisten, wurden die Kessel bei Volllast mit kontinuierlicher Brennstoffzufuhr betrieben, mit dem Ziel (i) einen stabilen Volllastkesselbetrieb bei Nennwärmeleistung mit (ii) geringen CO-Emissionen und (iii) minimaler Schlackenbildung in der Feuerraumasche zu erreichen. Bei stabilem Verbrennungsbetrieb wurden die Emissionswerte über einen Zeitraum von ca. 5 h in Zeitintervallen von 10 s aufgezeichnet. Anschließend wurden die Mittelwerte für Intervalle von 15 min berechnet und für die Berechnung des Gesamtmittelwertes verwendet. Die gemessenen Emissionswerte wurden ohne Abzug der Messunsicherheit gemäß 1. BImSchV nach Abzug des Feuchtegehaltes auf das Abgasvolumen im Normzustand (273 K, 1013 hPa) und einem Sauerstoffgehalt von 13 Vol.-% bezogen. Die Abgasführung entsprach den Anforderungen der DIN EN 13284-1 [5].

Zur Messung der gasförmigen Emissionen O₂, CO, NO_x, SO₂ und HCl wurde ein FTIR-Messgerät der Firma Ansyco, Typ Gasmeter CR sowie ein O₂-Analysator,

Typ PMA 100-L (M&C TechGroup Germany GmbH) eingesetzt. Die Gasprobe wurde über eine beheizte Entnahmesonde aus dem Abgaskanal entnommen und über eine beheizte Messgasleitung und eine entsprechende Messgasaufbereitung dem Analysator zugeführt. Zur Justierung des Messgerätes wurde ein rückgeführtes Prüfgas verwendet (Unsicherheit < 1 %): Nullgas (Stickstoff 5.0). Die Gesamtstaubemissionen wurden nach dem gravimetrischen Verfahren gemäß VDI 2066-1 [6] gemessen. Für die Probenahme wurden die Out-Stack-Methode und die automatische isokinetische Steuereinheit ITES (Paul Gothe GmbH) verwendet. Die Probenahmesonde hatte einen Düsendurchmesser von 8 mm und wurde auf 160° C beheizt, um eine Kondensation von Rauchgasbestandteilen zu vermeiden. Die Messungen wurden für jeden Verbrennungsversuch mindestens dreimal wiederholt. Zur Partikelabscheidung wurde ein Planfilter (Munktell MK360 mit einem Abscheidegrad > 99,998 %, Durchmesser 45 mm) verwendet. Die Analyse der Gesamtstaubemissionen erfolgte parallel zur Probenahme mit dem gleichen Probenahmeaufbau, wobei die Probenahmetemperatur auf 70° C festgelegt wurde. Die Analyse der Metalle und des Anteils an EC/OC (d.h. elementarer Kohlenstoff bzw. organischer Kohlenstoff) im Gesamtstaub erfolgte jeweils mit einem Feinstaubfilter nach DIN EN 16170, DIN EN 12457-4 bzw. VDI 2465-2 [7-9].

3 Ergebnisse

3.1 Brennstoffanalysen

Insgesamt wurden die Qualitätskriterien der DIN EN ISO 17225-2 [10] (Klasse A1) von den WP eingehalten, Tab. 1. Im Unterschied dazu entsprechen die Eigenschaften von WFP nicht den Anforderungen der DIN EN ISO 17225-6 [11] (Klasse B), da der Aschegehalt über dem geforderten Grenzwert von 10 Ma.-% TM liegt. Daher ist für den Einsatz dieses Brennstoffes ein leistungsfähiges Entschlackungssystem in der Feuerungsanlage notwendig. Für HP liegt der Wert für Cl außerhalb der geltenden Grenzwerte der ISO 17225-6. Ansonsten können die Grenzwerte der Klasse B eingehalten werden, da der Aschegehalt geringfügig über dem Grenzwert der Klasse A (d.h. 6 Ma.-% TM) liegt. Die Summe der Gehalte der für die Aerosolbildung relevanten Elemente K+Na+S+Cl+Pb+Zn im Brennstoff kann als Indikator für die zu erwartende Höhe der Gesamtstaubemissionen herangezogen werden [12]. Je höher der Summenwert aus K+Na+S+Cl+Pb+Zn ist, desto höher ist der zu erwartende Emissionsanteil von Ascheverbindungen, die durch Verdampfung und Kondensation oder Neubildung bei vollständiger Verbrennung entstehen. Aerosole aus unvollständiger Verbrennung bzw. schwerflüchtige, mineralische Aschebestandteile werden jedoch nicht erfasst. Aus Tab. 1 ist ersichtlich, dass der Summenparameter für HP um ein Vielfaches höher liegt als für WP. Daher ist bei der Verbrennung in automatisch beschickten Kleinfeuerungsanlagen ohne Staubabscheidung mit erhöhten Staubemissionen zu rechnen. Beim Einsatz von CG und WFP sind entsprechend geringere Gesamtstaubemissionen zu erwarten. Die Bildung von Stickoxiden hängt in erster Linie vom Stickstoffgehalt des Brennstoffs sowie

von den Reaktionsbedingungen bei der Verbrennung ab, wobei ein logarithmischer Zusammenhang zwischen dem Stickstoffgehalt des Brennstoffs und den zu erwartenden NO_x -Emissionen nachgewiesen wurde [13,14]. Ebenso ist von einer erhöhten Freisetzung von HCl und SO_2 in Abhängigkeit vom Schwefel- und Chlorgehalt im Brennstoff auszugehen [15]. Daher ist beim Betrieb von Feuerungsanlagen mit CG, HP und WFP im Vergleich zu WP mit erhöhten NO_x -, HCl- bzw. SO_2 -Emissionen zu rechnen.

*Tab. 1: Brennstoffeigenschaften und Einordnung der Brennstoffe anhand geltender Brennstoffnormen (WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub, TM: Trockenmasse, n.a.: nicht anwendbar, * ohne Berücksichtigung von Cl, sonst nur durch Aschegehalt nicht in Klasse A der ISO 17225-6, ** ohne Berücksichtigung von Aschegehalt, sonst nur durch Abriebfestigkeit nicht in Klasse A der ISO 17225-6)*

Parameter	Maßeinheit	WP	CG	HP	WFP
		ISO 17225-1 (A1)	n.a.	ISO 17225-6 (B*)	ISO 17225-6 (B**)
Wassergehalt	Ma.-%	7,20	12,2	9,70	11,7
Flüchtige	Ma.-% TM	84,9	83,1	75,3	70,5
Hu	MJ/kg TM	19,0	17,1	17,5	17,6
Asche (550°C)	Ma.-% TM	0,40	1,80	6,10	12,0
N	Ma.-% TM	0,17	2,32	1,18	1,06
Cl	Ma.-% TM	0,010	0,090	0,680	0,050
S	Ma.-% TM	0,010	0,140	0,090	0,110
K+Na+S+Cl+Pb+Zn	mg/kg TM	208	7.513	26.703	5.096

Darüber hinaus können niedrige Ascheerweichungstemperaturen zu starken Verschlackungen in der Feuerraumasche führen. Diese entstehen durch das Schmelzen und anschließende Erstarren von niedrighschmelzenden Aschebestandteilen. Das Ascheschmelzverhalten und die damit verbundene Verschlackungsneigung hängen dabei neben den tatsächlich auftretenden Glutbetttemperaturen von der Zusammensetzung der Brennstoffasche ab. Abb. 1 zeigt, dass die Brennstoffasche von WP und WFP von CaO und SiO_2 dominiert wird, was auf hohe Ascheschmelztemperaturen schließen lässt. Im Gegensatz dazu ist die Brennstoffasche von CG und HP durch einen hohen Anteil an P_2O_5 und K_2O bzw. SiO_2 und K_2O gekennzeichnet, was typischerweise zu einer niedrigen Ascheschmelztemperatur führt.

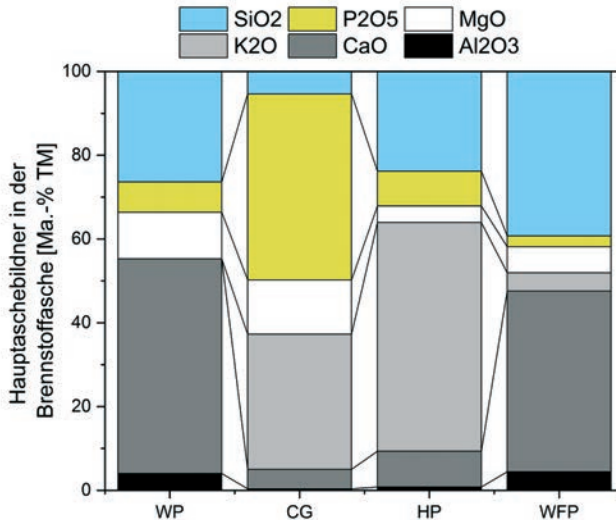


Abb. 1: Relative Zusammensetzung der Hauptaschebildner in der Brennstoffasche (WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub)

3.2 Betriebsverhalten der kleinskaligen Wirbelschichtfeuerung

Die in Abb. 1 dargestellte Zusammensetzung der Brennstoffasche spiegelt sich auch in den analysierten Ascheschmelztemperaturen wider, die in Abb. 2 im Vergleich zu den tatsächlich gemessenen Betttemperaturen beim Betrieb der Wirbelschichtfeuerung dargestellt sind. Es ist zu erkennen, dass insbesondere beim Einsatz von CG die Betttemperaturen oberhalb der Aschedeformations-temperatur (DT) lagen und sich somit eine erhöhte Verschlackung in der Feuerraumasche einstellte. Beim Betrieb mit den anderen drei Brennstoffen lagen die Betttemperaturen immer unterhalb der DT. Dementsprechend waren die Auswirkungen auf das Schmelzverhalten der Feuerraumasche deutlich geringer ausgeprägt. Dies wird auch anhand der Temperaturprofile in der Wirbelschicht deutlich (Abb. 3). Je stärker die drei Temperaturprofile schwanken und je weiter sie auseinander liegen, desto stärker wird die Homogenität im Wirbelbett und die Fluidisierung beeinträchtigt. Dies kann insbesondere für das Temperaturprofil beim Einsatz von CG beobachtet werden. Es ist jedoch anzumerken, dass es sich hierbei um Tagesversuche handelt. Der Einfluss der Verschlackung im Langzeitbetrieb kann mit den vorliegenden Versuchen nicht geklärt werden.

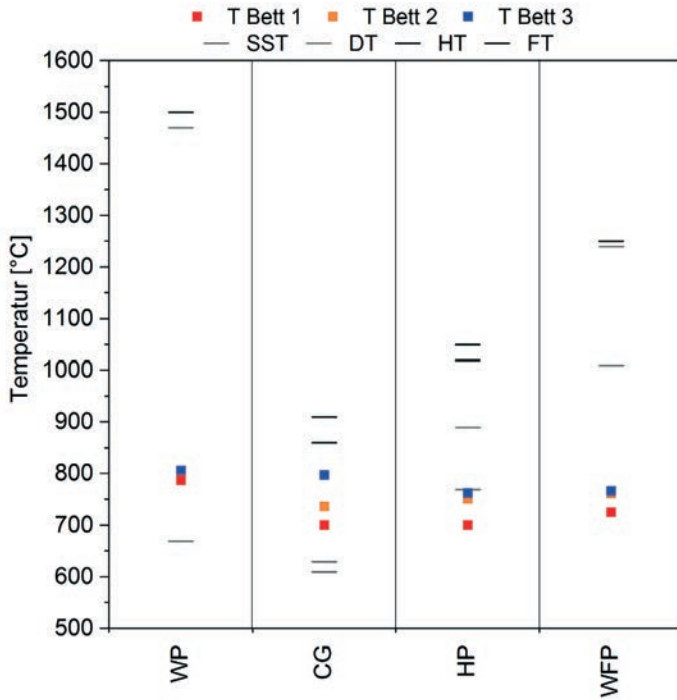


Abb. 2: Temperaturen im Bett der kleinskaligen Wirbelschichtverbrennungsanlage der FAU im Vergleich zu den charakteristischen Ascheschmelztemperaturen der eingesetzten Brennstoffe (SST: Temperatur am Beginn der Schrumpfung, DT: Erweichungstemperatur, HT: Halbkugeltemperatur, FT: Fließtemperatur; WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub)

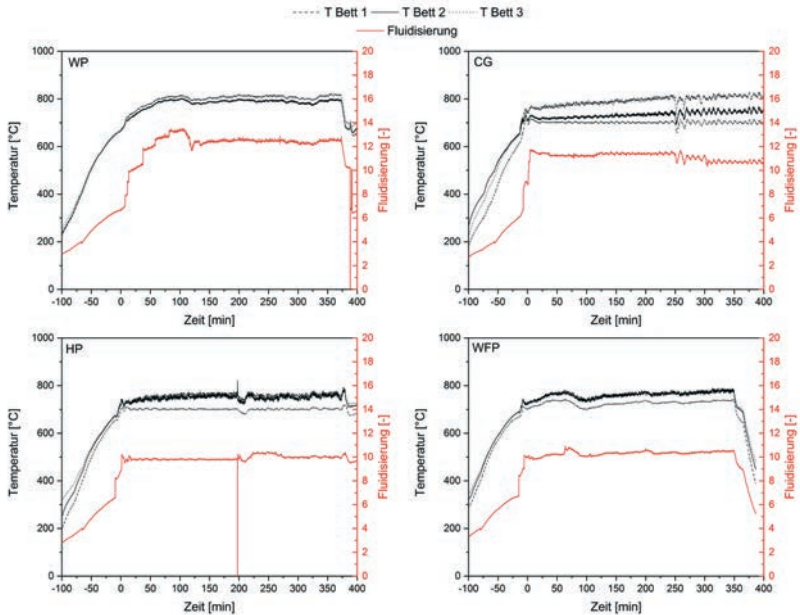


Abb. 3: Temperaturverlauf und Fluidisierung beim Betrieb der kleinskaligen Wirbelschichtverbrennungsanlage der FAU

3.3 Gasförmige Emissionen

Die gemittelten Emissionswerte und deren Standardabweichung aus der Verbrennung von CG, HP und WFP sind im Vergleich zu WP in Tab. 2 zusammengefasst.

Tab. 2: Gasförmige Emissionen (Mittelwert der Anzahl der Viertelstundenmittelwerte und Standardabweichung) beim Betrieb der kleinskaligen Wirbelschichtverbrennung (FAU) im Vergleich zu Kessel 1 und 2 (i.N.: im Normzustand, tr.: trockenes Abgas). Abkürzungen: WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub

	CO	NOx	SO ₂	HCl	O ₂	Anzahl	
	mg/m ³ , i.N., tr., 13 Vol.-% O ₂				Vol.-%, tr.	-	
WP	Kessel 1	5,7 ± 2,0	127,5 ± 1,5	16,3 ± 3,3	2,0 ± 0,3	9,1 ± 0,2	20
	Kessel 2	34,5 ± 18,2	121,6 ± 2,4	7,0 ± 1,8	0,3 ± 0,1	9,3 ± 0,6	22
	FAU	14,9 ± 4,0	123,4 ± 0,4	9,8 ± 1,5	24,9 ± 7,7	9,8 ± 0,4	20
CG	Kessel 1	16,2 ± 25,2	653,5 ± 25,1	284,1 ± 8,0	49,2 ± 4,6	9,6 ± 0,8	13
	Kessel 2	57,6 ± 29,1	770,1 ± 73,1	272,2 ± 11,8	56,1 ± 3,4	9,9 ± 1,0	16
	FAU	374,5 ± 26,7	708,6 ± 19,7	288,2 ± 12,4	73,8 ± 0,5	10,8 ± 0,9	22
HP	Kessel 1	314,9 ± 143,4	424,7 ± 13,0	74,6 ± 6,0	55,7 ± 3,0	9,2 ± 0,6	20
	Kessel 2	269,8 ± 195,2	346,5 ± 41,2	56,1 ± 7,3	134,7 ± 12,1	9,6 ± 0,6	20
	FAU	506,4 ± 104,7	447,7 ± 9,0	23,5 ± 3,8	94,5 ± 7,6	10,7 ± 0,3	19
WFP	Kessel 1	5,4 ± 3,5	537,9 ± 9,0	144,9 ± 1,3	23,8 ± 1,1	9,4 ± 0,4	19
	Kessel 2	32,0 ± 11,4	318,8 ± 26,5	118,2 ± 5,9	25,1 ± 1,1	9,6 ± 0,5	20
	FAU	315,4 ± 65,6	464,4 ± 16,9	7,1 ± 3,1	18,9 ± 21,5	10,5 ± 0,3	21

Die Emissionen im Betrieb mit WP liegen bei allen drei Feuerungen auf ähnlichem Niveau. Die Emissionsgrenzwerte der 1. BImSchV und der EN 303-5 für Typprüfungen können problemlos eingehalten werden. Im Gegensatz dazu liegen die CO-Emissionen beim Betrieb der FAU-Anlage mit CG, HP und WFP über den gemessenen Emissionen von Kessel 1 und Kessel 2. Der CO-Grenzwert der 1. BImSchV für wiederkehrende Messungen von $0,4 \text{ g/m}^3$ kann beim Betrieb mit HP knapp nicht eingehalten werden. Der für Typprüfungen geforderte CO-Grenzwert von $0,25 \text{ g/m}^3$ kann nur beim Betrieb mit WP eingehalten werden. Die Unterschiede sind insbesondere auf die nicht vollständig brennstoffoptimierte Fahrweise der FAU-Anlage sowie auf die hohen Aschefrachten im Feuerraum, die teilweise versintert waren, zurückzuführen. Dadurch kann es zu Störungen bei der Durchmischung von Verbrennungsluft und Brennstoff kommen. Die Emissionen an NO_x , SO_2 und HCl liegen für die drei untersuchten Feuerungen und den jeweils eingesetzten Brennstoff auf einem ähnlichen Niveau. Der für die Typprüfung geltende Grenzwert für NO_x von $0,5 \text{ g/m}^3$ wird nur beim Einsatz von CG bei allen drei Feuerungen nicht eingehalten. Bei der Verbrennung von WFP und WP in der FAU-Anlage liegen die SO_2 - und HCl-Emissionen deutlich niedriger (WFP) bzw. deutlich höher (HP). Dies ist unter anderem auf die unterschiedlichen Freisetzungsraten von S und Cl aus dem Brennstoff während der Verbrennung in Abhängigkeit von der vorherrschenden Verbrennungstemperatur und der Wechselwirkung mit der Brennstoff-/Aschematrix zurückzuführen [16].

3.4 Partikelförmige Emissionen

Neben den bereits dargestellten gasförmigen Emissionen sind bei Biomassefeuerungsanlagen vor allem die Partikelemissionen von großer Bedeutung. Diese Partikelemissionen können prinzipiell auf verschiedenen Wegen aus den Produkten der vollständigen oder unvollständigen Verbrennung entstehen [17]. Die Entstehung von Partikelemissionen bei der vollständigen Verbrennung steht in direktem Zusammenhang mit der Brennstoffzusammensetzung. Hauptbestandteile der bei der vollständigen Verbrennung entstehenden partikelförmigen Emissionen sind Ascheverbindungen (sog. Aerosole), die durch Verdampfung (z.B. vor allem von Kalium und Natrium) und Kondensation bzw. Neubildung im Feuerraum entstehen, sowie schwerflüchtige, mineralische Aschebestandteile, die mit der Verbrennungsluft aus dem Feuerraum ausgetragen werden. Unter der Voraussetzung einer möglichst vollständigen Verbrennung wird der Gehalt an aerosolbildenden Bestandteilen im Brennstoff als Haupteinflussgröße für die Gesamtstaubemissionen angesehen. Die Ergebnisse der Gesamtstaubmessungen sind in Tab. 3 dargestellt. Beim Einsatz von WP wird der derzeit gültige Grenzwert der 1. BImSchV von $0,02 \text{ g/m}^3$ von Kessel 1 und Kessel 2 eingehalten. Die FAU-Anlage weist nur geringfügig höhere Emissionswerte auf. Dies gilt auch für den Einsatz von CG in der FAU-Anlage trotz des höheren Anteils an Staubbildnern (d.h. $\text{K}+\text{Na}+\text{S}+\text{C}+\text{Pb}+\text{Zn}$, siehe Tab. 1). Hier scheint die Zyklonbrennkammer eine Partikelabscheidung zu bewirken. Dies scheint jedoch bei der Verbrennung von WFP nicht der Fall zu sein. Es wird erwartet, dass die

Gesamtstaubemissionen beim Einsatz von WFP mit denen von WP vergleichbar sind (siehe Kessel 1 und 2). Dies ist vor allem auf die Brennstoffvorbehandlung zurückzuführen, bei der insbesondere Feinstaubbildner wie K und Cl aus dem Brennstoff entfernt werden. Dies wird auch durch frühere Messungen bestätigt [18]. Allerdings weist die FAU-Anlage beim Einsatz von WFP die höchsten Gesamtstaubemissionen auf, was vermutlich auf den Austrag von Grobpartikeln zurückzuführen ist, die aufgrund des hohen Ascheanteils im Brennstoff von der Zyklonbrennkammer nicht vollständig abgeschieden werden können. Die Verbrennung von HP weist im Vergleich zum Referenzbrennstoff WP und entsprechend dem Anteil der Staubbildner (d.h. K+Na+S+Cl+Pb+Zn) mit 473-670 mg/m³ für alle drei Feuerungen die höchsten Werte auf. Die Zusammensetzung des Gesamtstaubes für die Verbrennung der vier Brennstoffe in der FAU-Anlage ist in Abb. 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Stäube aus der Verbrennung von WP den höchsten Anteil an organischen Bestandteilen aufweisen, während der anorganische Anteil von Ca, K und Cl dominiert wird. Die relative anorganische Zusammensetzung der Stäube aus der Verbrennung von WFP ist ähnlich der von WP, wobei der etwas höhere Ca-Anteil durch den oben erwähnten Austrag von Grobpartikeln verursacht sein könnte. Die Zusammensetzung der Stäube aus dem Betrieb von CG und HP wird entsprechend den in Kapitel 3.1 genannten Anteilen der Staubbildner von K, Cl bzw. K, P und S dominiert. Auffällig ist, dass bei allen Stäuben der Anteil an elementarem Kohlenstoff mit einem relativen Anteil von 80 % unabhängig vom eingesetzten Brennstoff konstant ist.

Tab. 3: Gesamtstaubemissionen beim Betrieb der kleinskaligen Wirbelschichtverbrennung (FAU) im Vergleich zu Kessel 1 und 2 (i.N.: im Normzustand, tr.: trockenes Abgas). Abkürzungen: WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub

		Gesamtstaub			Anzahl
		mg/m ³ , i.N., tr., 13 Vol.-% O ₂			
		Max	Min	Mittel	-
WP	Kessel 1	21,8	19,3	20,0	5
	Kessel 2	9,5	8,4	8,9	4
	FAU	32,2	19,8	24,6	4
CG	Kessel 1	202	145	161	6
	Kessel 2	234	185	209	4
	FAU	22,8	20,6	21,4	4
HP	Kessel 1	760	358	540	4
	Kessel 2	716	631	670	4
	FAU	492	450	473	4
WFP	Kessel 1	22,1	5,0	15,8	5
	Kessel 2	24,1	15,8	20,9	4
	FAU	1348	1254	1291	4

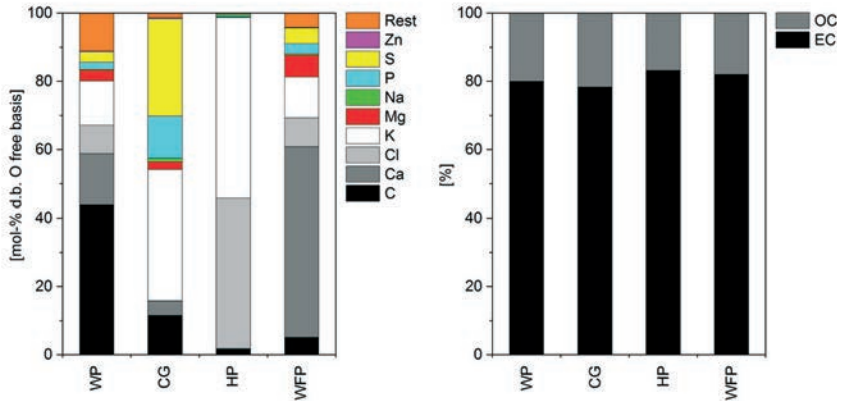


Abb. 4: Zusammensetzung der Feinstäube (links) sowie relative Verteilung von EC/OC im organischen Anteil der Feinstäube (rechts) aus dem beim Betrieb der kleinskaligen Wirbelschichtverbrennungsanlage (FAU). Abkürzungen: WP: ENplus Holzpellets, CG: Getreidekörner, HP: Heupellets, WFP: Pellets aus gewaschenem Laub

4 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass die Verbrennung der eingesetzten nicht-holzartigen Brennstoffe in einer kleinskaligen Wirbelschichtfeuerung auf einem niedrigen Emissionsniveau möglich ist, so dass die geltenden Emissionsgrenzwerte der 1. BImSchV weitestgehend eingehalten werden können. Die kleinskalige Wirbelschichtfeuerung kann ein vergleichbares Emissionsniveau wie die beiden Festbettfeuerungen erreichen. Es zeigte sich auch, dass insbesondere beim Einsatz von Brennstoffen mit niedrigen Ascheschmelzpunkten kaum Störungen des Anlagenbetriebes durch Verschlackungsprobleme auftraten. Weitere Optimierungspotenziale ergeben sich insbesondere hinsichtlich der Anpassung der Anlagensteuerung zur Reduzierung des CO-Emissionsniveaus (u.a. durch etwas höhere Temperaturen im Wirbelbett) und der konstruktiven Anpassung der Zyklonbrennkammer mit SNCR zur Reduzierung eines möglichen Ausstrags an Grobpartikeln und NO_x -Emissionen. Der Einsatz einer sekundären NO_x -Reduktion (SNCR) ist vor allem bei Brennstoffen mit hohem Stickstoffgehalt ($\gg 1 \text{ Ma.-% TM}$) erforderlich. Weitere Bewertungen werden anhand der Partikelgrößenverteilungen und PAK-Analysen im Feinstaub erfolgen.

Literatur/Quellen

- [1] Vassilev, SV, Baxter, D, Andersen, LK, Vassileva, CG (2010) An overview of the chemical composition of biomass. *Fuel*, 89(5): 913-933. doi.org/10.1016/j.fuel.2009.10.022
- [2] Mutlu, ÖÇ, Jordan, M, Lenz, V, Zeng, T (2021) Future competitive potential of a small-scale fluidized-bed combustion technology in the German heating sector: An economic modelling analysis. In: *Proceedings of the 29th EUBCE*, 573-576. doi.org/10.5071/29thEUBCE2021-2BV.6.7
- [3] Deutsches Institut für Normung (2021) DIN EN ISO 17225-1: Solid biofuels - Fuel specifications and classes - Part 1: General requirements.
- [4] Deutsches Institut für Normung (2021) DIN EN ISO 21404: Solid biofuels - Determination of ash melting behaviour.
- [5] Deutsches Institut für Normung (2018) DIN EN 13284-1: Stationary source emissions - Determination of low range mass concentration of dust - Part 1: Manual gravimetric method.
- [6] Verein Deutscher Ingenieure (2006) VDI 2066-1: Particulate matter measurement - Dust measurement in flowing gases - Gravimetric determination of dust load.
- [7] Deutsches Institut für Normung (2018) DIN EN 16170: Sludge, treated biowaste and soil - Determination of elements using inductively coupled plasma optical emission spectrometry (ICP-OES).
- [8] Deutsches Institut für Normung (2003) DIN EN 12457-4: Characterization of waste - Leaching; Compliance test for leaching of granular waste materials and sludges - Part 4: One stage batch test at a liquid to solid ratio of 10 l/kg for materials with particle size below 10 mm (without or with limited size reduction).
- [9] Verein Deutscher Ingenieure (2016) VDI 2465-2: Messen von Ruß (Immission) - Thermografische Bestimmung des elementaren Kohlenstoffs nach Thermodesorption des organischen Kohlenstoffs.
- [10] Deutsches Institut für Normung (2021) DIN EN ISO 17225-2: Solid biofuels - Fuel specifications and classes - Part 2: Graded wood pellets.
- [11] Deutsches Institut für Normung (2021) DIN EN ISO 17225-6: Solid biofuels - Fuel specifications and classes - Part 6: Graded non-woody pellets.
- [12] Zeng T, Weller N, Pollex A, Lenz, V (2016) Blended biomass pellets as fuel for small scale combustion appliances: Influence on gaseous and total particulate matter emissions and applicability of fuel indices. *Fuel* 184: 689–700. doi: 10.1016/j.fuel.2016.07.047
- [13] Glarborg P (2003) Fuel nitrogen conversion in solid fuel fired systems. *Progress in Energy and Combustion Science* 29(2): 89–113. doi: 10.1016/S0360-1285(02)00031-X
- [14] Nussbaumer T (1997) Primary and Secondary Measures for the Reduction of Nitric Oxide Emissions from Biomass Combustion. In: Bridgwater AV, Boocock DGB (eds) *Developments in Thermochemical Biomass Conversion: Volume 1 / Volume 2*. Springer Netherlands, Dordrecht, pp 1447–1461
- [15] Sommersacher P, Brunner T, Obernberger I (2012) Fuel Indexes: A Novel Method for the Evaluation of Relevant Combustion Properties of New Biomass Fuels. *Energy Fuels* 26(1): 380–390. doi: 10.1021/ef201282y

- [16] Boström D, Skoglund N, Grimm A et al. (2012) Ash Transformation Chemistry during Combustion of Biomass. *Energy Fuels* 26(1): 85–93. doi: 10.1021/ef201205b
- [17] Baumbach, G, Hartmann, H, Höfer, I, Hofbauer, H, Hülsmann, T, Kaltschmitt, M, Lenz, V, Neuling, U, Nussbaumer, T, Obernberger, I, Schulze, AL, Wilk, V, Winter, F (2016). Grundlagen der thermo-chemischen Umwandlung biogener Festbrennstoffe. In: Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (eds) *Energie aus Biomasse*. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-662-47438-9_11
- [18] Khalsa, JHA, Döhling, F, Berger, F (2016) Foliage and grass as fuel pellets—small scale combustion of washed and mechanically leached biomass. *Energies* 9(5): 361. doi: 10.3390/en9050361

Kontakt

Dr.-Ing Thomas Zeng, Leiter Arbeitsgruppe „Innovative Festbrennstoffe“

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

☎ +49 (0)341.2434542 | ✉ thomas.zeng@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Ingo Hartmann, Steffi Formann, Mario König, René Bindig,
Bettina Stolze, Fabian-Constantin Sittaro, Thomas Schliermann

Study on the feasibility of in-situ extraction of biogenic silica from rice husks in the Mekong Delta

Zusammenfassung: Vietnam ist eines der weltweit führenden Reisproduktions- und -exportländer. Mehr als die Hälfte des in Vietnam produzierten Reises wird in der Region Mekong River Delta (MRD) angebaut. Dabei fallen im MRD jährlich 4,8 Mio. t Reisspelzen an. Am DBFZ wurde in einer kleinen Pilotanlage demonstriert, dass durch Vorbehandlung von Reisspelzen mit Zitronensäure und anschließender temperaturgesteuerter Verbrennung in einer speziellen Kesselanlage mit wassergekühlter Brennkammer und Ascheschieber Reisspelzenaschen mit hoher SiO_2 -Reinheit ($> 95\%$) und amorpher sowie mesoporöser Struktur hergestellt werden können. Je nach Reinheit kann biogenes Silica in verschiedenen industriellen Anwendungen eingesetzt werden, zum Beispiel als Füllstoff in Kunststoffen, für spezielle Beschichtungen, zur Gummierstellung oder als Bindemittel in zementhaltigen Materialien. Da die industrielle Herstellung von Silica aus Quarzsand sehr energieintensiv und teuer ist, können für das aus Reisspelzenasche hergestellte biogene Silica hohe wettbewerbsfähige Preise (bis zu 3.000 USD/t für industrielles Wasserglas) erzielt werden. Für die Kosten und die Nachhaltigkeit der Produktion ist entscheidend, ob die bei der Verbrennung der Reisspelzen gewonnene Energie genutzt werden kann. In den Reismühlen der MRD-Region werden etwa 25 % der beim Mahlen anfallenden Reisspelzen zur Reistrocknung verbrannt, wodurch große Mengen an Reisspelzenasche anfallen, die bisher nur zu einem geringen Preis verkauft werden oder sogar entsorgt werden müssen, was zusätzliche Kosten verursacht. Darüber hinaus werden 75 % der anfallenden Reisspelzen nicht direkt von den Reismühlen verwertet und könnten somit auch für die Produktion von biogenem Silica und Wärme genutzt werden.

Abstract: Vietnam is one of the worldwide leading rice production and exportation countries. More than half of the paddy produced in Vietnam is produced in the region Mekong River Delta (MRD). Thereby 4.8 mio. t of rice husks accumulate in MRD annually. At DBFZ it was demonstrated at a small pilot plant that rice husk ashes with high SiO_2 purity ($> 95\%$) and amorphous as well as mesoporous structure can be produced by pretreating rice husks with citric acid and subsequent temperature-controlled combustion in a special boiler unit with water-cooled combustion chamber and ash pusher. Depending on its purity, the biogenic silica can be used in various industrial applications, for example as a filler in plastics, for special coatings, rubber production or as a binder in cement-based materials. Since the industrial production of silica from quartz sand is very energy-intensive and expensive, high competitive prices (up to 3,000 USD/t for industrial water glass) may be achieved for the biogenic silica produced from rice husk ashes. In terms of costs and the sustainability of production, a decisive factor is whether the energy obtained during the incineration of the rice husks can be used. In the rice mills of the MRD region, about 25 % of the rice husks produced during the milling process is combusted for paddy drying, which

produces large amounts of rice husk ash, which so far has only been sold for a small price or even has to be disposed of which results in additional cost. Furthermore, 75 % of the rice husks produced is not utilized by the rice mills directly, which thus could also be utilized for the production of biogenic silica and heat.

1 Introduction

In 2020, about 518 million tons of rice were produced worldwide [FAO, 2022], 90 % of which occurs in Asia, with China being the largest rice producer with 213 million tons. In Vietnam, approximately 42 million tons of rice were produced in 2020. These production quantities refer to unmilled rice (paddy). During rice milling, approximately 70 % of the paddy is processed to “white” rice. Most of the rice produced in Asia is consumed by local population [Abbas & Ansumali, 2010]. For example, India produced 118 mio. t of milled rice in 2020 and was the largest rice exporter with about 19 million tons exported in 2020, representing about 40 % of the global market share. Rice husks (RH) account for about 20 % of paddy production. Based on this value and global rice production statistics, the amount of rice husks produced globally can be estimated at 150 mio. t for 2020.

2 Rice husk availability in South Vietnam

In order to calculate rice husk availability in South Vietnam, two global production datasets for spatially disaggregated crop production statistics were used: The Spatial Production Allocation Model (SPAM) by the International Food Policy Research Institute [IFPRI, 2019] and an updated version of the Global Agro-Ecological Zones model (GAEZ+_2015) [Grogan, et al., 2022], which both display the amount of rice produced in tons at a resolution of 10 arcseconds. Both raster data sets were averaged and then resampled to a resolution of 1 km using a nearest-neighbour algorithm. They were then multiplied by a residue-to-crop ratio of 0.2, which is the approximate amount of rice husks obtained from paddy during harvesting [Abbas & Ansumali, 2010, Bodie, et al., 2019], see Table 1. Each rice mill was assigned the local husk availability in tons per hectare. Furthermore, high-resolution crop classification maps [Han, et al., 2021] were used to allocate to each rice mill how many hectares of rice are cultivated within a 10 and 15 kilometer radius. These acreages were then multiplied by the paddy and husk yield, so that it was possible to determine the amount of rice husks (in tons per year) produced within the buffer area of three rice mills located in MRD (see maps in Figure 1). This approximation does not consider the actual transport routes, the mobilization potential of residual materials or already existing utilization paths.

Table 1: Paddy and rice husks (in tons per year) produced within the surrounding area (10 and 15 km radius) of the three selected big rice mills. RH = rice husks

Rice mill	Paddy t/a 10 km	RH t/a 10 km	Paddy t/a 15 km	RH t/a 15 km
Vina Rice	173,735	34,747	393,955	78,791
Nha May Xay Lua, Hai Nuong	190,180	38,036	430,130	86,026
Nha May Xay Lua, Trung Dung	135,295	27,059	274,055	54,811

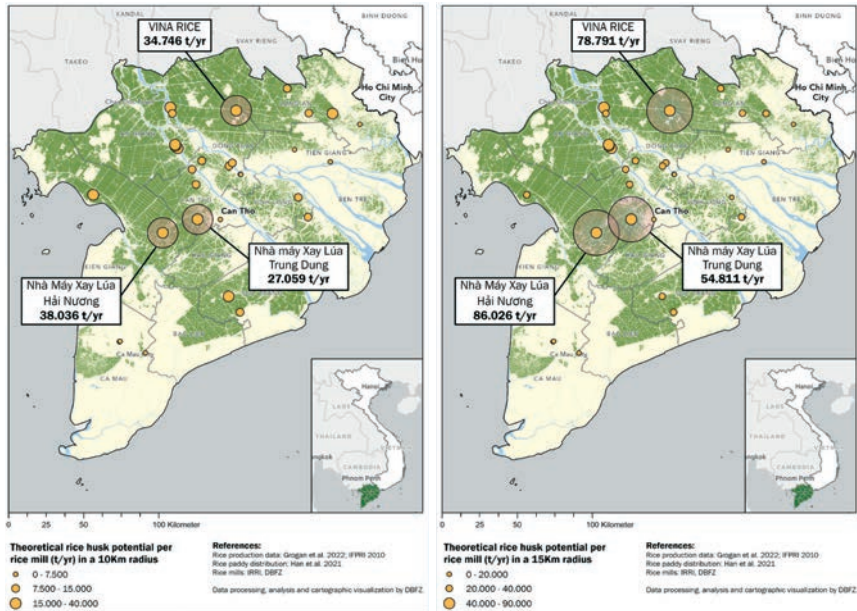


Figure 1: Rice Husk availability for rice mills

Rice has become a commercial crop of great importance to farmers of the lower Mekong region about the past four decades, especially for securing their subsistence. Particularly in Vietnam region Mekong River Delta (MRD), rice farming is the most important and largest export industry, a rural development process that has helped lift many households out of poverty [Cramb, 2020], whereby the Mekong Delta accounts for 54 % of total domestic rice production of 44.8 mio. t of paddy, with total production of 24.2 mio. t of paddy [Le, et al., 2021]. This data gives the total amount of 15.6 mio. t of milled rice originating from the Mekong Delta. From this total amount of rice production in the Mekong Delta, 65 % are sold on the domestic market, while 35 % are exported. With an export volume of 5.4 mio. t of milled rice, 20 % of the Vietnamese rice production are exported.

ted and whereof the Mekong Delta accounts for 90 % of Vietnams rice exports. The number of rice farming households in the Mekong Delta can be estimated to 1.1 mio. currently, thereof 83 % are rice farms with a size of smaller 2 ha. 26 % of this 1.1 mio. rice farms are organized in cooperatives and cooperative groups, the vast majority is unorganized. Paddy rice is processed by about 400 milling and polishing companies and 129 milling/polishing and exporting companies [Le, et al., 2021]. Solid by-products generated in the rice production cycle include straw, husk, ash, bran and broken rice [Moraes, et al., 2014], whereby the most important by-products are rice straw and rice husk [Le, et al., 2021]. Depending on the crop and harvesting method, approximately 20 to 25 wt.-% db (dry basis) of paddy rice are rice husks [Chen, et al., 2013]. In the rice production per 1 kg milled white rice arises approx. 0.28 kg of rice husk as by-product. Most rice mills in the Mekong Delta are small-scale with a production capacity of 1.200 - 3.600 t rice husks/year. Large rice mills in the Mekong Delta produce about 36.000 - 60.000 t rice husks/year [Poncin, et al., 2022]. Hence, one average rice mill produce approx. 10,000 t of rice husk per year [GIZ, 2020]. Before 2013, especially rice husks were considered waste, dumped into rivers or burned on the fields, causing serious environmental problems. In recent years, there have been efforts to continue the use of rice husks, including but not limited to produce energy [GIZ, 2020]. Additionally rice husks find application for poultry farming, composting, construction material manufacturing or burning, and further applications. [Moraes, et al., 2014]

3 Energy coupled material utilization of Rice Husk Ash

At DBFZ, the utilization concept for RH to RHA is considered to be a prime example for bioeconomy due to the coupled material-energetic biogenic residual material utilization and is being researched by DBFZ since 2015 [Schliermann, et al., 2017, Schliermann, et al., 2018a, Schliermann, et al., 2018b]. The rice production by-product rice husks consisting predominantly of organic matter, i.e., cellulose, hemicellulose, and lignin [Korotkova et al. 2016]. Despite the massive amount of annual production, in recent years, many rice mills in rice producing countries have started using rice husks for energy production in mill operations as well as electricity production for household lighting in rural regions [Pode, 2016]. After combustion and / or use as sustainable fuel for energy generation approx. 10 - 20 wt.-% of the initial rice husk fuel remains as silica rich ash ("biogenic silica") [Jain, et al., 1994, Fang, et al., 2004, Lim, et al., 2012]. This generated rice husk ash, with high potential for value generation in many different applications, is a key example of sustainability by using low-cost renewable or waste resources for the production of engineered silica particles as well as bioenergy [Moraes, et al., 2014, Chun & Lee, 2020].

Calorific values of rice husks between 12 and 26 MJ kg⁻¹ are reported [Memon, et al., 2017]. According to Steven, et al., 2021, an industrial-scale for energy and amorphous bio-silica production from rice husk through a suspension combustor with optimized operating parameters emerges as a future prospect, whereby

high silica content in the rice husk ash could reach 99.77 db wt.-%. About 1 t/h of rice husk combustion, with burning temperature of 700 °C, which maintain the amorphous silica structure, could produce in average about 600 - 800 kWh of electric power, a quantity of energy to employ e.g. a small power plant [Gebretios, et al. 2023, Steven, et al. 2021].

4 Conceptual design and adaptation of the process

The design of a viable concept has to focus on the development of an integrated approach, possibly using various silicon rich biogenic residues (rice husk and rice straw) to produce combined heat and power via thermochemical conversion routes (combustion and/or gasification) together with developing options for the production of highly valuable products (adsorbent materials, catalysts supports, ceramics) from biogenic silica produced from the thermochemical conversion processes.

Additionally, the idea of waste valorization or zero waste strategy encompassing all residues produced during the pretreatment of agricultural residues has to be included in the process. For instance, wastewater used for washing of agricultural residues can be channeled into use as a liquid fertilizer to increase yields of food production and improving soil nutrition. Practical investigation of thermochemical conversion processes and the effects of the conversion conditions along with the variation of the quality of input material biogenic silica products remains a gap. Therefore, studies of the effects of key process parameters and control settings at the pilot plant are essential to addressing challenges associated with the production of desirable mesoporous biogenic silica.

5 Profitability assessment

Four scenarios are considered for implementing the production of biogenic silica in the production processes of rice mills located in the Mekong River Delta. Table 2 shows the basic data of the different scenarios. The economic analysis of the four scenarios was carried out according to the approach that the necessary ash sales price was determined in order to achieve a 10 % turnover profit. The following known variables were used for the profitability analysis of the different scenarios:

- 20 % of paddy mass are husk
- 25 % of the rice husk after milling are used for paddy drying
- 15 % of the rice husk are used for drying pretreated rice husk
- Mill operation in average are 100 days per year
- 350 working days per year for plant operation
- 14 MJ/kg average heating value of rice husks
- 12.4 % average ash content of rice husks
- Rice husk consumption for paddy drying: 50 kg/t
- Boiler efficiency 80 %

- Depreciation period: 15 years
- Calculative interest: 10 %
- Electricity costs: 0.1 USD/kWh
- Heat price: 0.08 USD/kWh
- Rice husk price: 30 USD/t
- Rice husk ash price: 12 USD/t (low quality)

Table 2: Basic data of 4 scenarios for silica-ash production in rice mills

Characteristics	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Paddy Drying system	Flat-bed dryer with downdraft rice husk furnace, direct drying with diluted exhaust gas	Flat-bed dryer with advanced biomass boiler (water-cooled chamber with ash slider), indirect drying	Flat-bed dryer with advanced biomass boiler (water-cooled chamber with ash slider), indirect dryer	Flat-bed dryer with advanced biomass boiler (water-cooled chamber with ash slider), indirect drying
Heat output	0.2 MW	0.2 MW	0.2 MW	4.75 MW
Milling capacity	20 t per day	20 t per day	20 t per day	500 t per day
Mill operation	100 days	100 days	100 days	100 days
Paddy	2,000 t per year	2,000 t per year	2,000 t per year	50,000 t per year
Rice husks	400 t per year	400 t per year	400 t per year	10,000 t per year
Furnace operation	100 days	350 days	350 days	350 days
Husk consumption	100 t per year	400 t per year	400 t per year	10,000 t per year
Workers per shift	0.5	0.5	1	2
Heat production	0	932 MWh	746 MWh	31,920 MWh
Ash generation	12.4 t	50 t	50 t	1,240 t
Silica generation	0 t	50 t	40 t	992 t
Remaining husks	300 t	0 t	0 t	0 t

Scenario 1: Existing small-scale burner (status quo)

In a small-scale rice mill with a milling capacity of 20 t/day the existing rice drying combustion technology is used to produce the ash from rice husks. The heat generated is only used for drying rice and cannot be sold. The generated silica-ash has a lower quality and has to be sold for a lower price. The rice husks remaining are sold on the market. This scenario only requires a small investment in ash handling and on the operation side only causes staff costs (half position for ash handling and sales). Due to the low achievable market prices of rice husks and low-quality rice husk ash it is not possible to exploit the ash economically. The sale of the husk ashes at the average price of the local market is only economically advantageous for the rice mills if the avoidance of disposal costs for the ash is considered. In case the combustion technology of the downdraft rice husk furnace can be adapted to produce amorphous ashes, then a much higher selling price could be achieved. Assuming that the downdraft furnace is already in place and no further investment is required, scenario 1 would achieve a return on sale of 10 % at an ash selling price of 135 USD per ton.

Scenario 2: No husk pretreatment and small-scale boiler

In a small-scale rice mill a new boiler is installed which allows to adjust the combustion process in such a way that amorphous ash can be produced. Since a higher value added can be achieved via the generated ash than via the sale of the rice husks not required for drying, the combustion unit is operated all year round in this scenario and all the rice husks produced in the rice mill are combusted.

In order to keep the investment and operation costs low for the small-scale plant, the rice husks are not pretreated by leaching. Due to the lack of pretreatment, the rice husk ash has a lower quality and has to be sold at a lower market price. Therefore the production costs are lower and moreover the produced heat which is not needed for drying of the washed rice husks can be sold. In order to make a 10 % profit in this scenario, the ash price must be at US\$ 2,566 if the heat which is not needed for paddy drying can be sold. Without heat revenue the price of the silica ash must be increased to US\$ 4,075 in order to gain 10 % profit.

Scenario 3: Husk pretreatment and small-scale boiler

Analogous to scenario 2, a new boiler is installed on a small-scale rice mill dryer which allows to adjust the combustion process in such a way that amorphous ash can be produced. Before combustion, the rice husks are washed with water and citric acid in order to increase the silica content of the produced ash and thus make it available for technologically advanced applications in the industry. In that scenario the high investment and operation costs for washing the rice husk leading to a price of 13,490 USD/t for the silica-ash in case the remaining heat can be sold and the profit is 10 %. In case the heat cannot be sold, the price of the produced silica-ash must be increased to 15,000 USD/t in order to achieve 10 % profit.

Scenario 4: Husk pretreatment and big-scale boiler

A big rice mill with a milling capacity of 500 t/day produces 100 t of rice husks per day and 10,000 t per year. A new boiler plant is purchased, which allows to adjust the combustion process in such a way that a high-quality ash with a very high silicon content can be produced. The rice husks are pre-treated by leaching before combustion in order to achieve a high purity of the RHA. The heat generated during combustion is used for drying and is sold for industrial use. If 40 % of the produced heat is used for drying (25 % paddy and 15 % pretreated rice husks) and 60 % is sold for a price of 8 cent/kWh, the selling price of the silica-ash has to be 723 USD/t in order to achieve 10 % profit. When the unused heat cannot be sold, the price of the produced silica-ash must be increased to 2,228 USD/t in order to achieve 10 % profit.

A main conclusion from the analysis is that the production of high-quality silica ash is currently only economically feasible in large rice mills (500 t/day).

6 Summary and outlook

The large quantities of rice husks from rice production that accumulate in many regions of the world are agricultural residues that primarily create a disposal problem. This also is true for the MRD. However, the hydrocarbon compounds contained in the organic fraction of RH make it worthwhile to consider energy recovery in the form of heat from combustion facilities, for example, for drying paddy. This is already carried out in practice in many rice mills, although, the ash from rice husk combustion pose another problem due to the high amount produced.

In the combustion process, the high silicon content of rice husks leads to the formation of silicate-rich ash. From an environmental point of view, since the combustion of one ton of rice husks produces more than 0.1 tons of ash (for comparison: the combustion of wood produces only less than 0.01 tons of ash) and this ash from conventional combustion units contains a high proportion of up to 90 % toxic (silicosis) and not easily recyclable crystalline and therefore non-porous as well as inert silica, new or further developed utilization processes should be developed and gradually established in practical applications. The objective here should be to produce amorphous high quality ash that can be used for chemical applications. In particular, amorphous silica from energy-intensive industrial production via the raw material quartz is required worldwide in extremely large quantities, e.g. for tire production. Because it could be shown by DBFZ on an experimental plant scale that RHA with high SiO_2 purity and amorphous as well as mesoporous structure can be produced by processing rice husks with citric acid (leaching) and the subsequent rice husk adapted temperature-controlled combustion in a boiler with a water-cooled combustion chamber trough, it is reasonable to apply this technology at large rice mills as a pilot scale. Furthermore, the heat generated by this process needs to be used for drying rice and additionally for other industrial applications. The RHA from this process can be converted into high quality biogenic silica under mild conditions, assuming the amorphous and reactive structure.

The market survey shows that RHA has not yet been produced in Vietnam in sufficient quality and is thus not used in high-value applications. The sale of the product as fertilizer or soil additive to farmers is already practiced, but is not recommended due to the high crystalline silica content. However, companies purchase this low-quality RHA and process it through complex chemical steps into silica products with defined properties.

Silica can achieve a wide range of prices on the market, depending on its properties. Crystalline and thus almost non-porous as well as impure silica achieves a price of about 10 USD/t and thus can not contribute to increase the profitability of the rice mills. In contrast, the product is purchased by companies at this low price and after extensive processing is offered at a multiple retail price of 6,000 USD/t. This represents attractive pricing to consider mill-integrated manufacturing of amorphous biogenic silica from RH as raw material. The biogenic silica obtained is in the price segment of 1,000 USD/t and can be used as filler (e.g. tire and plastics) or release agent. The successful transfer of the biogenic silica produced in this way into water glasses with prices higher 2,000 USD/t is possible and may achieve higher prices in the long term.

The determination of the potential in the MRD shows that large quantities of raw material are available for the production of RHA. Even if a certain RH part of 50 % is already used for paddy drying, pellets, briquettes, and brick kilns, there are still more than 2.4 mio. t/a of RH as raw material available to produce about 0.3 mio. t/a of RHA. On the basis of estimation, application of the new process

for paddy drying with simultaneous production of biogenic silica at the rice mills can increase the potential to about 0.45 mio. t/a of RHA. A target price of 1,000 USD/t would result in a total market of 450 mio. USD/a.

Since the raw material RH is already used in proportions of 25 % at rice mills for drying, combustion for power and heat generation could be considered. However, studies on power generation indicated that combustion in power plants is not economical due to seasonal availability. Therefore, heat-only generation was considered for profitability analysis. Furthermore, additional drying energy (15% of RH) is required in the RH preparation (drying of the leached rice husk) for the controlled combustion synthesis of the product amorphous RHA.

The economic analysis shows that the price of the product at a large rice mill of 717 USD/t is necessary to make it economically feasible. Therefore, a selling price of 1,000 USD/t is assumed for the projection of revenues. Assuming that 10 % of the RHA already produced today ($0.1 * 0.3$ mio. t/a RHA = 30,000 t/a) is gained from production with the new process for biogenic silica, revenues from RHA sales (1,000 USD/t) of 30 mio. USD/a can be achieved.

In terms of economic viability and also in terms of technical implementation, the processing of the husks is the decisive step. Overall, a scenario must be given so that the generated heat can be used (e.g. technical drying processes) and the logistical boundary conditions can be implemented. The accruing heat (60 % of RH) must generate the majority of the revenues. Profitability can be achieved if a unit at a big mill with 10,000 t/a are considered. Currently, DBFZ is engaged in further R&D projects for optimizing the developed process. It is believed that this process could be brought to market maturity in a period of 3 to 5 years. Chemical analysis of the RHA from different sites in Asia indicate that these RHA products are of low quality and not well utilizable due to high crystallinity and low porosity. The prices of 10 USD/t that can be achieved are therefore low and the product has to be considered rather as waste.

References

- Abbas, A., Ansumali, S., 2010. Global Potential of Rice Husk as a Renewable Feedstock for Ethanol Biofuel Production. *Bioenerg. Res.* 3, 328–334. <https://doi.org/10.1007/s12155-010-9088-0>
- Bodie, A.R., Micciche, A.C., Atungulu, G.G., Rothrock, M.J.(Jr.), and Ricke, S.C., 2019. Current Trends of Rice Milling Byproducts for Agricultural Applications and Alternative Food Production Systems. *Front. Sustain. Food Syst.* 3(47). <https://doi.org/10.3389/fsufs.2019.00047>
- Chen, H., Wang, W., Martin, J.C., Oliphant, A.J., Doerr, P.A., Xu, J.F., DeBorn, K.M., Chen, C., and Sun, L., 2013. Extraction of Lignocellulose and Synthesis of Porous Silica Nanoparticles from Rice Husks: A Comprehensive Utilization of Rice Husk Biomass. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 1, 254–259. <https://doi.org/10.1021/sc300115f>

- Chun, J., and Lee, J.H., 2020. Recent Progress on the Development of Engineered Silica Particles Derived from Rice Husk. *Sustainability* 12(24), 10683. <https://doi.org/10.3390/su122410683>
- Cramb, R., 2020. eBook: *White Gold: The Commercialisation of Rice Farming in the Lower Mekong Basin*. Palgrave Macmillan Singapore, eBook ISBN 978-981-15-0998-8. <https://doi.org/10.1007/978-981-15-0998-8>
- FAO, 2022. *World Food Situation, FAO Cereal Supply and Demand Brief*. <https://www.fao.org/worldfoodsituation/csdb/en/>
- Fang, M., Yang, L., Chen, G., Shi, Z., Luo, Z., and Cen, K., 2004. Experimental study on rice husk combustion in a circulating fluidized bed. *Fuel Process. Technol.* 85, 1273–1282. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2003.08.002>
- Gebretatios A.G, Pillantakath A.R.K.K, Witoon T., Lim J.-W., Banat F., and Cheng C.K., 2023. Rice husk waste into various template-engineered mesoporous silica materials for different applications: A comprehensive review on recent developments. *Chemosphere* 310, 136843. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136843>
- GIZ, 2020. *Climate protection through sustainable bioenergy markets in Viet Nam (BEM)*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Hanoi, Viet Nam. <https://www.giz.de/en/worldwide/77282.html>
- Grogan, D., Froliking, S., Wisser, D., Prusevich, A., and Glidden, S., 2022. Global gridded crop harvested area, production, yield, and monthly physical area data circa 2015. *Scientific Data* 9(Article number: 15). <https://doi.org/10.1038/s41597-021-01115-2>
- Jain, A., Rajeswara Rao, T., Sambhi, S.S., Grover, P.D., 1994. Energy and chemicals from rice husk. *Biomass Bioenergy* 7, 285–289. [https://doi.org/10.1016/0961-9534\(94\)00070-a](https://doi.org/10.1016/0961-9534(94)00070-a)
- Korotkova, T.G., Ksandopulu, S.J., Donenko, A.P., Bushumov, S.A., and Danilchenko, A.S., 2016. Physical Properties and Chemical Composition of the Rice Husk and Dust. *Orient. J. Chem.* 32 (6), 3213–3219. <http://dx.doi.org/10.13005/ojc/320644>
- Le, C.D., et al., 2020. Assessment of rice husk capacity for thermo electric development in the Mekong Delta. Unpublished project document, funded by Jpower, Japan.
- Le, C.D., Nguyen, P.S., Vo, V.T., Nguyen, T.K.T., and Eiligmann, A., 2021. Technical report. *The Rice Value Chain in the Mekong Delta, Viet Nam. Value Chain Study 2021*. Last website access: 11.11.2022. <https://drive.google.com/file/d/1PghVKH UzUVXPREFQfIO18qgWV4Adq7p3/view?usp=sharing>
- Lim, J.S., Abdul Manan, Z., Wan Alwi, S.R., and Hashim, H., 2012. A review on utilisation of biomass from rice industry as a source of renewable energy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 3084–3094. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.051>
- Memon, T., Harijan, K., Soomro, M., Meghwar, S., Valasai, G., and Khoharo, H., 2017. Potential of electricity generation from rice husk—a case study of rice mill. *Sind. Univ. Res. J. (Sci. Ser.)* 49, 495–498.
- Moraes, C.A.M., Fernandes, I.J., Calheiro, D., Kielling, A.G., Brehm, F.A., Rigon, M.R., Berwanger Filho, J.A., Schneider, I.A.H., and Osorio, E., 2014. Review of the rice production cycle: Byproducts and the main applications focusing on rice husk combustion and ash recycling. *Waste Management & Research* 32, 11, 1034–1048.

- Poncin, A., Nguyen, V.A., Le, T.K.P., Nguyen, T.N., Nguyen, V.H., Nguyen, Q.T., Nguyen, H.T., and Ho, T.B., 2022. IRRI technical report: Promoting innovations in the rice husk value chain in Vietnam Technical Report: Assessment of rice husk availability, bioenergy and biosilica in the Mekong River Delta of Vietnam.
- Schliermann, T., Hartmann, I., Schneider, D., Wassersleben, S., Enke, D., Jobst, T., Lange, A., Roelofs, F., Fellner, A., and Schneider, P., 2017. High-quality biogenic silica from agricultural residues. In Tagungsband Waste-to-Resources, Proceedings of the 7th International Symposium MBT, MRF & Recycling, Hannover, Germany, 16–18 May 2017, Cuvillier Verlag: Göttingen, Germany, 2017, pp. 676–687.
- Schliermann, T., Hartmann, I., Schneider, D., Wassersleben, S., Enke, D., Jobst, T., Lange, A., Roelofs, F., Fellner, A., and Schneider, P., 2018a. Combined energetic and material utilization of agricultural residues, 7th ICET, 13.06.2018, Hefei, China.
- Schliermann, T., Hartmann, I., Beidaghy Dizaji, H., Zeng, T., Schneider, D., Wassersleben, S., Enke, D., Jobst, T., Lange, A., Roelofs, F., Fellner, A., and Schneider, P., 2018b. High quality biogenic silica from combined energetic and material utilization of agricultural residues, Proceedings, 7th International Symposium on Energy from Biomass and Waste, 15.-18.10.2018, Venice, Italy, ISBN 978-8-86-265013-7
- Steven, S., Restiawaty, E., and Bindar, Y., 2021. Routes for energy and bio-silica production from rice husk: A comprehensive review and emerging prospect. Renewable and Sustainable Energy Reviews 149, 111329. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111329>

Kontakt

Prof. Dr. rer. nat. Ingo Hartmann

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434 541 | ✉ ingo.hartmann@dfbz.de | 🌐 www.dfbz.de



Published by:



Gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) im Auftrag der Deutschen Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH im Rahmen des Vorhabens „Grüne Innovationszentren in der Agrar- und Ernährungswirtschaft“

FACHFORUM

BIOGAS

Stärkung der Güllevergärung in Deutschland zur Reduzierung der Emissionen in der Landwirtschaft

Zusammenfassung: Ende 2022 sind in Deutschland rund 8.700 Biogasanlagen in Betrieb, davon der Großteil mit Vor-Ort-Verstromung, während 243 Biogasanlagen das Biogas zu Biomethan aufbereiten. Mehrheitlich erfolgt die Biogasproduktion an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Tierische Exkremente machen dabei rund 51 % der Einsatzstoffmengen und etwa 17 % der Energiebereitstellung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen aus. Insgesamt werden dabei Ende 2021 rund 63 Mio. t Frischmasse (FM) an tierischen Exkrementen zur energetischen Nutzung eingesetzt. Die Stromerzeugung aus tierischen Exkrementen erreicht insgesamt rund 5,1 TWh_{el}. Das entspricht 2021 rund 19 % der Stromerzeugung aus Biogas. Damit bleiben weiterhin rund 2/3 des technisch nutzbaren Potentials an tierischen Exkrementen (153-178 Mio. t FM) für die Biogaserzeugung ungenutzt. In Hinblick darauf, dass bis 2035 für eine Vielzahl von Anlagen die 20-jährige Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ausläuft, ergeben sich für die Biogasanlagen neue Herausforderungen. Zentrale Frage ist, welche Optionen für den Anlagenbestand nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer existieren und welche Perspektiven sich für die jeweiligen Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) entsprechend der Ausbauziele erneuerbarer Energien und Klimaschutzziele ergeben. Insbesondere aufgrund der Notwendigkeit, die Klimaschutzziele von Paris zu erreichen und die Treibhausgasemissionen u.a. in der Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft drastisch zu reduzieren, ist eine neue Dynamik im Bereich Reduzierung der Emissionen in der Landwirtschaft aufgekommen. Dabei zeichnet sich ab, dass langfristig der Stromsektor, und damit u.a. Biogas, vermehrt die Energienachfrage im Wärme- und Mobilitätssektor bedienen muss. Der Hauptfokus liegt auf der Frage, welche Bedeutung Güllekleinanlagen resp. gülledominierte Biogasanlagen im Jahr 2035 zur Reduzierung der Emissionen in der Landwirtschaft einnehmen können und wie hoch der zukünftige Anteil nachhaltig produzierter Energiepflanzen maximal sein sollte. Hierbei bedarf es neben der wirtschaftlichen Bestandssicherung der Vergärung von Gülle und Mist insbesondere der deutlichen Ausweitung der Güllevergärung über alle Nutztierarten hinweg.

Abstract: By the end of 2022, about 8,700 biogas plants are in operation in Germany, the majority generate electricity on site, while around 243 biogas plants process the biogas into biomethane. Biogas production is mainly carried out at agricultural biogas plants. Today, manures (solid and liquid) account for about 51 % of the input materials and about 17 % of energy supply from agricultural biogas plants. In total, around 63 million tonnes (fresh matter) of liquid and solid manure are used for energy production at the end of 2021. Electricity generation from manure reaches a total of around 5.1 TWh_{el}. This corresponds to around 19 % of electricity generation from biogas in 2021. Thus, about 2/3 of the technically usable potential of animal excrements (153-178 million t fresh matter) for biogas production remains unused.

Until 2035, the twenty-year funding according to the Renewable Energy Sources Act (EEG) will expire for many plants. Therefore, biogas plant owners face new challenges. The main issue addresses the potential options for the current plant portfolio after the expiry of their twenty-year funding period and the resulting perspectives for the respective sectors (power, heat, mobility) according to the expansion targets for renewable energies and climate protection goals. Sector coupling has gathered new dynamic especially because of the necessity to achieve the climate protection goals of Paris and to greatly reduce greenhouse gas emissions, among others, from energy economy, industry, transport and agriculture. It becomes apparent that increasingly the power sector, and thus including biogas, has to meet the demand for energy in the sectors heat and mobility. The main focus is on the question of the significance that small-scale manure plants and manure-dominated biogas plants can have in 2035 for reducing emissions in agriculture and what the maximum future share of sustainably produced energy crops should be. In addition to securing the economic existence of the fermentation of liquid manure and dung, this requires in particular the significant expansion of liquid manure fermentation across all types of livestock. In addition, the extent to which the area required for energy crops can be reduced in the future will be investigated.

1 Biogasanlagen – Status Quo

Ende 2022 sind in Deutschland insgesamt rund 8.700 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb. An 243¹ Anlagen (dena 2023) wird das erzeugte Biogas dabei zu Biomethan aufbereitet. 2022 erfolgte ein Zubau von rund 100 Anlagen mit rund 11 MW_{el} installierter Leistung, überwiegend Güllekleinanlagen. Unter Berücksichtigung von Stilllegungen, welche weiter zunehmen, ist ein arbeitsrelevanter Zubau von 10 MW_{el} zzgl. Zubau für Flexibilisierung anzunehmen. Die Bruttostromerzeugung aus Biogas (inkl. Biomethan) lag 2021 bei 31,3 TWh und stieg in 2022 leicht auf 31,4 TWh ². Mehrheitlich erfolgt die Biogasproduktion in Deutschland an landwirtschaftlichen Biogasanlagen, in denen tierische Exkremente (Gülle, Mist) und nachwachsende Rohstoffe zur Vergärung eingesetzt werden. Diese Anlagen machen rund 96 % der Biogasproduktionsstandorte aus. Daneben sind Ende 2022 124 Abfallvergärungsanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Betrieb (vgl. Tab. 1). Eine Differenzierung des Substrateinsatzes in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) zeigt, dass tierische Exkremente rund 51 % des Substratinputs ausmachen. Der Anteil nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) liegt bei rund 47 % der eingesetzten Substratmengen. Unter Berücksichtigung der Energiegehalte der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Substratverteilung deutlich hin zu NawaRo.

¹ dena (2023): Kurzeinschätzung Biomethanmarkt 2022. Berlin.

² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) mit Stand Februar 2023. Berlin

Tab. 1: Biogasanlagenbestand in Deutschland differenziert nach Anlagenart 2021 und 2022;
*Schätzung DBFZ 02/2023, Biogasaufbereitungsanlagen nach dena 02/2023³

Art der Biogasproduktionsanlage	Anlagenzahl 12/2021	Anlagenzahl 12/2022*
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.300	ca. 8.250
<i>davon Güllekleinanlagen (≤75 kW)</i>	1.040	ca. 1.120
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen) (VOV)	123	124
Vergärungsanlagen auf Basis von org. Abfällen und Gülle / NawaRo (Anteil org. Abfälle < 90 %, massebezogen)	ca. 150	ca. 120
Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan)	242	243
Biogasproduktionsanlagen, gesamt	ca. 8.800	ca. 8.700

Eine Differenzierung des Substrateinsatzes in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) zeigt, dass tierische Exkremente rund 51 % des Substratinputs in Biogasanlagen ausmachen.

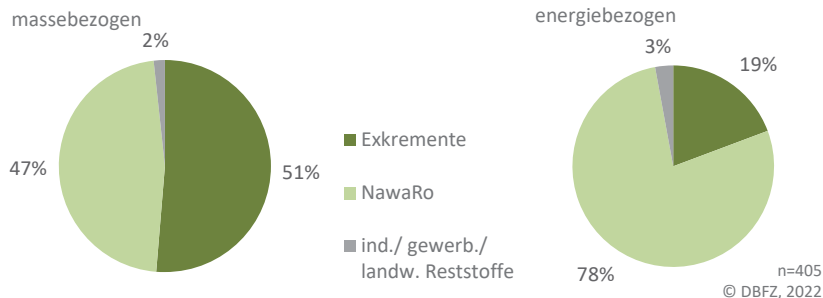


Abb. 1: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland 2021 (DBFZ Betreiberbefragung 2022)

Der Anteil nachwachsender Rohstoffe liegt bei rund 47 % der eingesetzten Substratmengen (vgl. Abb. 1). Unter Berücksichtigung der Energiegehalte der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Substratverteilung deutlich hin zu nachwachsenden Rohstoffen. Rund 78 % der Energiebereitstellung aus Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung resultiert 2021 dabei aus NawaRo. Tierische Exkremente wie Gülle und Festmist machen rund 19 % des in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bereitgestellten Biogases aus.

Eine Differenzierung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen zeigt, dass in nahezu allen Biogasanlagen in unterschiedlichen Anteilen tierische Exkremente

³ dena (2023): Kurzeinschätzung Biomethanmarkt 2022. Berlin.

zur Biogasproduktion eingesetzt wird. Mehrheitlich basieren an den Biogasanlagen mindestens 30 % der eingesetzten Inputmengen auf tierischen Exkrementen. Mit rund 44 % des Anlagenbestandes dominierten dabei Biogasanlagen, in denen sich der Substratinput (bezogen auf die eingesetzten Mengen) wie folgt zusammensetzt: 31-50 % tierische Exkremente / 49-69 % nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) inkl. organische Reststoffe (vgl. Abb. 2).

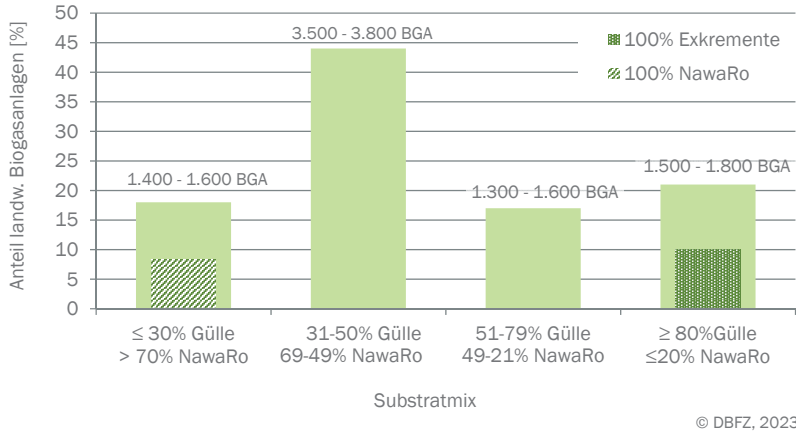


Abb. 2: Verteilung landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland differenziert nach Substratinput und Anlagenzahl

In Hinblick auf die Förderung der energetischen Nutzung tierischer Exkremente insbesondere an kleineren Betrieben wurde mit dem EEG 2012 (§27b EEG 2012 / §46 EEG 2014 / §44 EEG 2017/2021) die gesonderte Vergütungskategorie für güllebasierte Kleinanlagen eingeführt. Seit der Einführung dieser gesonderten Vergütungskategorie sind zahlreiche derartige Anlagen gem. EEG in Betrieb gegangen. Vor diesem Hintergrund ist für das Anlagenkonzept $\geq 80\%$ Gülle / Festmist am Substratinput (massebezogen) in den vergangenen Jahren der stärkste Zubau zu verzeichnen gewesen. Etwa 21 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird mit diesem güllebasieren Substratinput betrieben. Dies entspricht 1.500-1.800 Biogasanlagenstandorte, inkl. der Güllekleinanlagen gem. EEG. Nach vorliegenden Auswertungen werden dabei rund 700 Anlagen als reine Gülleanlagen (Substratinput 100 % Gülle / Mist) betrieben. Ende 2021 sind in Deutschland 1.040 Güllekleinanlagen gem. EEG (§27b EEG 2012 / §46 EEG 2014 / §44 EEG 2017 / 2021) in Betrieb. Die installierte Leistung der Güllekleinanlagen beträgt 79.165 kW_{el}. Diese Güllekleinanlagen erzielten 2021 eine Bruttostromerzeugung von rund 575 GWh_{el}. Das entspricht rund 2 % der gesamten Strombereitstellung aus Biogas.

Abb. 3 zeigt die regionale Verteilung der Güllekleinanlagen und der technischen Potentiale für Rindergülle in Deutschland. Deutlich wird, dass Güllekleinanlagen gemäß EEG besonders in Regionen mit großem Güllepotential in Betrieb gegang-

gen sind. Das technisch nutzbare Potential von Rinderfestmist, Rindergülle, Rinderjauche, Schweinefestmist und Schweinegülle liegt zwischen 153 und 178 Mio. t FM im Jahr⁴.

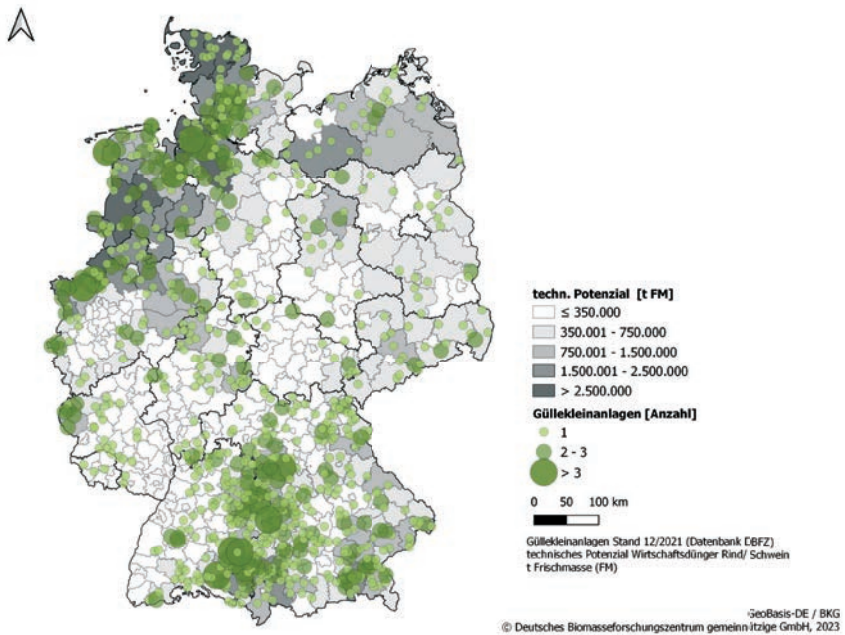


Abb. 3: Technisches Potential für Wirtschaftsdünger von Rindern und Schweinen (Summe), nach Majer et al. 2019

In Hinblick auf den Einsatz von tierischen Exkrementen in Biogasanlagen stellt Rindergülle mit einem Anteil von 68 % bezogen auf die eingesetzten Mengen das wesentliche Eingangssubstrat dar. Daneben spielen vor allem Schweinegülle und Rinderfestmist eine Rolle. Gegenwärtig befinden sich insgesamt rund 65 Mio. t FM an tierischen Exkrementen in der energetischen Nutzung zur Biogaserzeugung. Davon entfällt der Großteil auf Rindergülle (43,8 Mio. t FM), gefolgt von 7,5 Mio. t FM Rinderfestmist, 6,7 Mio. t FM Schweinegülle, 0,4 Mio. t FM Schweinefestmist sowie rund 6,5 Mio. t FM nicht näher spezifizierte Exkremente, Geflügelmist und Paarhufermist. Damit bleiben derzeit etwa 2/3 des technischen Potentials weiter ungenutzt. Insgesamt kann eine Strombereitstellung aus tierischen Exkrementen von rund 5,4 TWh_e abgeleitet werden. Das entspricht 2021 rund 19 % der Strombereitstellung aus Biogas.

⁴ Majer, S., Kornatz, P., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Brosowski, A., Oehmichen, K., Liebetrau, J. (2019): Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung aus Gülle. ISBN: 978-3-946629-48-1. Leipzig

2 Maisdeckel sowie Trends der Flächeninanspruchnahme für NawaRo

Die Flächeninanspruchnahme für den Anbau von NawaRo zur Biogasbereitstellung wird in Wissenschaft, Politik, der Biogasbranche und generell in betroffenen Fachkreisen fortlaufend in unterschiedlicher Intensität und teils sehr kontrovers diskutiert. Der Gesetzgeber hat in Deutschland erstmalig mit der Novellierung des EEG 2012 den so genannten Maisdeckel eingeführt, welcher den mengenmäßigen Anteil in Einsatzstoffmischungen seiner Zeit für Neuanlagen auf höchstens 60 % (massebezogen) festgesetzt hat. Mit den folgenden Überarbeitungen des EEG wurde und wird der Maisdeckel sukzessive weiter abgesenkt:

- EEG Novelle 2017
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2017 und 2018 maximal 50 %
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2019 und 2020 maximal 47 %
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2021 und 2022 maximal 44 %
- EEG Novelle 2021:
 - Für Zuschläge im Ausschreibungsdesign maximal 40 %
- EEG Novelle 2023:
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2023 maximal 40 %
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2024 und 2025 maximal 35 %
 - Für Zuschläge in Ausschreibungen in 2026 bis 2028 maximal 30 %

Eine weitere Absenkung des Maisdeckels für kommende EEG-Novellierungen kann nicht ausgeschlossen werden. Es gilt hierbei zu beachten, dass der Maisdeckel in seiner jetzigen Form nur folgende Mais- und Getreidesubstrate betrifft: Mais-Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot sowie Getreidekorn. Der Einsatz anderer als der zuvor genannten NawaRo ist also nach wie vor zulässig.

Durch weitere gesetzliche Vorgaben, z.B. die Einhaltung strengerer Nachhaltigkeitsanforderungen sowie Treibhausgas-Minderungsvorgaben⁵ durch die Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) auf EU-Ebene und deren nationale Umsetzung wird der Einsatz von NawaRo zukünftig zugunsten einer verstärkten Nutzung landwirtschaftlicher Rest- und Abfallstoffe weiter zurückgehen.

⁵ Die Nachhaltigkeitszertifizierung ist u.a. anzuwenden für Anlagen, die nach dem EEG zur Erzeugung von Strom für eingesetzte gasförmige Biomasse-Brennstoffe, die im Sinne von § 3 Nummer 1 und 12 EEG mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 Megawatt oder mehr verwendet werden gemäß §1 Nr. 3 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV). Dies entspricht bei einem elektrischen Wirkungsgrad eines Biogas-BHKW von 40 % einem Schwellenwert von 800 Kilowatt installierte elektrische Leistung.

Damit werden die europarechtlichen Anforderungen zur Nachweisführung einer nachhaltigen Erzeugung inklusive der Dokumentation der Treibhausgasminderung für Energieprodukte (Strom / Wärme / Kraftstoffe) insgesamt anspruchsvoller, so dass hier der Handlungsdruck für einen verstärkten Einsatz von Rest- und Abfallstoffen zunimmt.

Zum anderen wirken sich die gestiegenen Energie- und Agrarpreise auf die Bereitstellungskosten für NawaRo aus. Aktuell werden in Deutschland auf etwa 2,6 Mio. Hektar (ha) NawaRo angebaut. Davon entfallen 1,4 Mio. ha bzw. 53 % auf die Produktion von Biogassubstraten. Die restlichen 1,2 Mio. ha verteilen sich auf die Zucker- und Stärkepflanzen zur Bioethanolproduktion (0,2 Mio. ha), Ölpflanzen zur Biodieselherstellung (0,7 Mio. ha) und verschiedene NawaRo zur stofflichen Nutzung (0,3 Mio. ha)⁶. Mais dominiert dabei mit 0,9 Mio. ha Anbaufläche klar das Spektrum der Energiepflanzen zur Biogasproduktion (vgl. Abb. 4).

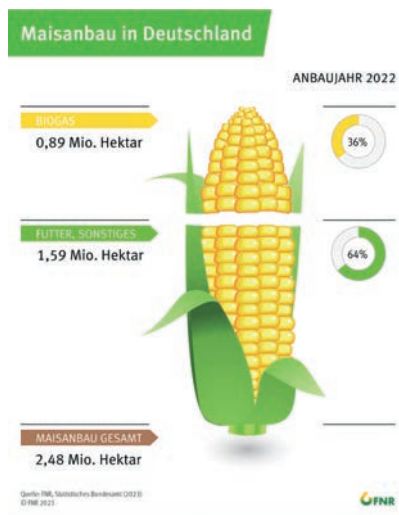


Abb. 4: Maisanbauflächen in Deutschland nach Nutzungsprofil in Mio ha, Bezugsjahr 2022, Quelle: FNR <https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/maisbau-in-deutschland.html>

Da sich der Biogasanlagenbestand in Zukunft sowohl in Bezug auf die Anzahl der Anlagen als auch hinsichtlich der Strombereitstellung stark verändern wird inkl. der eben dargestellten Mengengrenzen für Mais in den Einsatzstoffmischungen, wird dessen Umfang zur Biogaserzeugung signifikant zurückgehen. Aufbauend auf Vorarbeiten aus der Kurzstudie Biogas 2035 wurde eine Trendfortschreibung zur Bestandsentwicklung von Biogasanlagen in Deutschland erstellt. Dabei sinkt selbst unter optimistischen Annahmen das Niveau der installierten Leistung, und durch die schrittweise unterstellte Flexibilisierung die bereitgestellte Strommenge, bis 2035 überproportional gegenüber dem heutigen Niveau ab (vgl. Abb. 5).

⁶ Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, FNR 2023, <https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/entwicklung-der-anbauflaeche-fur-nachwachsende-rohstoffe-1.html>

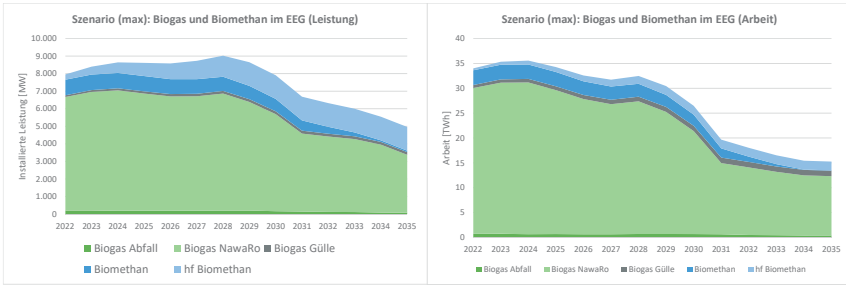


Abb. 5: Trendfortschreibungen für die installierte Leistung und erzeugte elektrische Arbeit aus Biogas und Biomethan

Unter der Annahme, dass der Anlagenbestand und vor allem die bereitgestellte Strommenge wie angenommen bis 2035 rückläufig sein werden, ergibt sich bei unverändertem Einsatzstoffprofil bereits ein Rückgang der eingesetzten Rohstoffe und damit auch der kalkulatorisch benötigten Anbauflächen für Mais und andere NawaRo (vgl. Abb. 6).

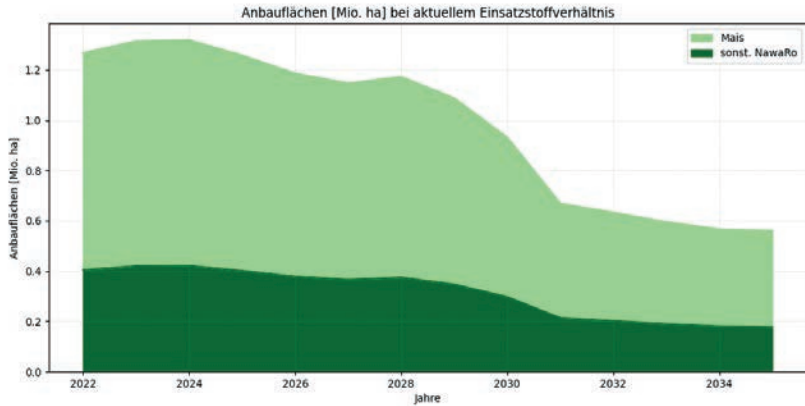


Abb. 6: Entwicklung der Anbauflächen für NawaRo zur Biogaserzeugung bei Trendfortschreibung der Bestandsentwicklung bis 2035, DBFZ, 2023, eigene Abbildung

Sofern ein zur Biogaserzeugung mobilisierbares Potential von bisher ungenutzten Rest- und Abfallstoffen im Umfang von 17,5 TWh⁷ (Heizwert im Rohgaspotential der betrachteten Stoffströme) erschlossen werden kann, ließe sich bis 2035 die Biogaserzeugung fast vollständig ohne den Einsatz von Mais realisieren. Schon bei bloßer Berücksichtigung der Bestandsentwicklung würde der Flächenbedarf zur NawaRo-Produktion zur Biogaserzeugung von über 1,6 Mio. ha

⁷ Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035, DBFZ 2022, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf

Anfang der 2020er Jahre auf unter 0,6 Mio. ha in 2035 sinken und sich damit mehr als halbieren. Wenn zusätzlich eine teilweise Substitution von Mais durch bisher ungenutzte landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, insbesondere Wirtschaftsdünger erfolgen könnte (Hinweis: theoretische Annahme, praktisch nur sehr schwerlich umsetzbar), kann bis 2035 der Flächenbedarf zur Biogasproduktion sogar auf fast 0,2 Mio. ha Anbaufläche reduziert werden (vgl. Abb. 7).

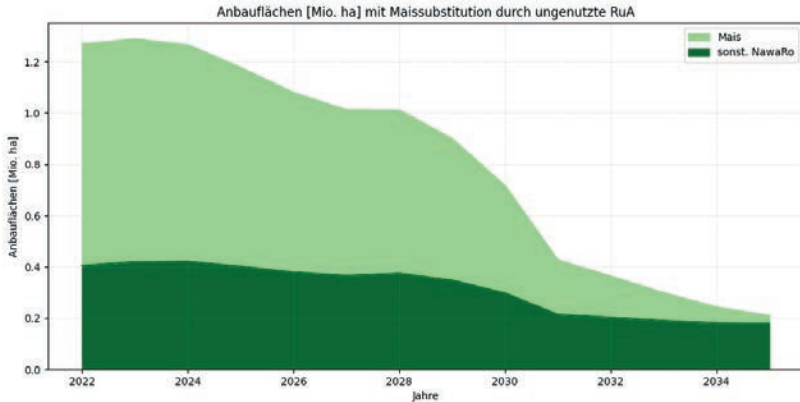


Abb. 7: Entwicklung der Anbauflächen für NawaRo zur Biogasproduktion bei Trendfortschreibung der Bestandsentwicklung und zusätzlicher Substitution von Mais durch bisher ungenutzte Rest- und Abfallstoffe bis 2035, DBFZ, 2023, eigene Abbildung

3 Wirtschaftlichkeit von Güllekleinanlagen

Der Neubau von Güllekleinanlagen zur Strombereitstellung ist in Deutschland (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre) derzeit nur schwer kostendeckend realisierbar. Nach aktuellen Berechnungen des DBFZ gilt dies unabhängig davon, ob eine 20 prozentige Wärmeauskopplung und -vergütung (3 ct/kWh_{th}) der bereitgestellten Wärme aus dem BHKW erfolgt oder nicht (vgl. Tab. 2). Insbesondere der hohe spezifische Investitionsbedarf durch gestiegene Baukosten ist hierfür verantwortlich. Zudem schlagen sich anfallende Transportkosten bei Gülle stark auf die Wirtschaftlichkeit nieder, wenn am Standort der Anlage keine ausreichend großen Güllemengen verfügbar sind.

Tab. 2: Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse / ohne Wärmeerlöse) sowie aktuelle Vergütungssätze für Güllekleinanlagen (eigene Berechnungen DBFZ, 2023)

Art der Güllekleinanlage	Durchschnittlicher Vergütungssatz nach EEG resp. EEV ¹ in ct/kWh _{el}	Mittlere Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse) in ct/kWh _{el}	Differenz in ct/kWh _{el}
<i>mit Wärmeerlöse</i>			
75 kW _{el} Neubau	22,00	23,61	-1,61
150 kW _{el} Neubau	20,61	21,75	-1,14
75 kW _{el} Bestand	15,50	14,77	0,73
150 kW _{el} Bestand	11,74	15,76	-4,02
<i>ohne Wärmeerlöse</i>			
75 kW _{el} Neubau	22,00	24,61	-2,61
150 kW _{el} Neubau	20,61	22,49	-1,88
75 kW _{el} Bestand	15,50	15,60	-0,1
150 kW _{el} Bestand	11,74	16,47	-4,73

⁸EEV = Erneuerbare-Energien-Verordnung

Im Bestand (Verlängerungsoption: 10 Jahre) können Güllekleinanlagen nach §12c Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) bis maximal 75 kW Bemessungsleistung 15,5 ct/kWh_{el}⁹ erhalten. Bis 150 kW Bemessungsleistung erfolgt eine Vergütung mit 7,5 ct/kWh_{el}. Hier zeigt sich, dass kleinere Anlagen bis 75 kW Bemessungsleistung ganz knapp ihre anfallenden Stromgestehungskosten decken können, insbesondere wenn günstige Rahmenbedingungen vorliegen (z.B. geringer Retrofit-Bedarf [max. 15 %], keine Transportkosten). Hingegen ist die Verlängerungsoption für größere Anlagen bis 150 kW Bemessungsleistung unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen des EEG nicht wirtschaftlich. Fazit ist grundsätzlich, dass insbesondere im Neubau eine Anhebung der Vergütung nach §44 EEG 2023 zu prüfen ist, um weiterhin einen für die Landwirtschaft und den Klimaschutz notwendigen Zubau an Güllekleinanlagen zu realisieren. Des Weiteren ist ebenfalls im Bestand bis 150 kW Bemessungsleistung eine Erhöhung der Vergütungen im EEV zu empfehlen, um die bereits in der Vergärung befindlichen Mengen an Wirtschaftsdünger auch weiterhin in der Nutzung zu halten und damit auch die derzeitigen Beiträge zur Vermeidung von Methanemissionen zu gewährleisten. Insgesamt ist der Weiterbetrieb bereits existierender Anlagen kostengünstiger und sollte daher vorrangig verfolgt werden, damit anfallende Mengen an Gülle und Festmist dauerhaft ver-

⁹ 0,5 % Degression pro Jahr ab 2022: Die Bundesregierung evaluiert die Anschlussförderung bis zum 31.12.2023 auch mit Blick auf Anlagen, deren ursprünglicher Anspruch auf Zahlung nach dem 31.12.2024 endet.

goren und energetisch genutzt werden. Die Option des Downsizings¹⁰ für größere Bestandanlagen kann hierbei eine gute Möglichkeit bzw. Ergänzung bieten, dies zu unterstützen.

4 Perspektiven und Ausblick für Biogas aus NawaRo sowie landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe

Die zuvor dargestellten Ansätze einer gezielten Steigerung der Nutzung von Gülle und anderen landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen zur Biogasbereitstellung können vor allem zwei Zielen dienen. Zum einen wird durch die Vergärung bisher energetisch ungenutzten Güllemengen ein wichtiger Beitrag zur Reduktion der Methanemissionen in der Landwirtschaft geleistet. Zum anderen werden landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe in Biogasanlagen sinnvoll verwertet und die Biogasbereitstellung in Deutschland nachhaltiger und klimaneutraler gestaltet. Damit verbessert sich die Treibhausgasbilanz des erzeugten Biogases.

Der gezielte Einsatz von Energiepflanzen wie bspw. vergärbaren Dauerkulturen oder Zwischenfrüchten ist in einem bestimmten Umfang auch über das Jahr 2035 hinaus sinnvoll, um neben den Klimaschutzaspekten den zusätzlich weiterhin relevanten systemdienlichen Beitrag, insbesondere durch größere und saisonal flexible Biogasanlagen im Strom- und Wärmesektor, zu liefern. Sofern Biogasanlagen ihre in Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellte Wärme in ein Fern- oder Nahwärmenetz einspeisen und damit vorrangig Gebäude beheizt werden, unterliegt die Wärmeabnahme den Außentemperaturen entsprechend saisonalen Schwankungen. Da vor allem Gülle ganzjährig anfällt, ist auch die damit verbundene Biogasproduktion über das Jahr hinweg mengenmäßig mehr oder weniger konstant. Sollen Biogasanlagen gezielt in der Heizperiode Strom- und Wärme bereitstellen, dann braucht es lagerfähige Substrate wie bspw. Silagen, welche bedarfsgerecht eingesetzt werden können, um saisonale Verbrauchsspitzen zu decken. Durch den politisch vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergie, der Kohlenutzung zur Strombereitstellung als auch den jüngsten Beschlüssen zum Ausstieg von fossilen Heizungsanlagen auf Basis von Gas und Öl in Gebäuden bis spätestens 2045, lassen die Bedeutung von Energiepflanzen als saisonalen Energiespeicher weiter wachsen.

Bezogen auf mittelfristige Bedarfsschwankungen im Stromsystem, z.B. durch Sturmtiefs (Überangebot) oder so genannte „Dunkelflauten“ (Stromknappheit), kann der bedarfsorientierte Einsatz von Energiepflanzen bis zu einem gewissen Umfang die Flexibilität von Biogasanlagen potenzieren, da selbst sehr große Gasspeichersysteme nicht länger dauernde (mehr als 3 Tage) Produktionslücken (Dunkelflaute) oder Überschussituationen abdecken können. Da NawaRo

¹⁰ Reduzierung der Bemessungsleistung, z.B. durch die mengenmäßige Reduzierung des Anteils an NawaRo

eine höhere Energiedichte als die meisten landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe haben und in der Regel viel schneller mikrobiell umgesetzt werden können, braucht es für eine zukunftsfähige Biogasnutzung, bezogen auf den gesamten Biogasanlagenbestand, im Durchschnitt noch 20 % bis max. 30 % (FM) Energiepflanzen (massebezogen) in den Substratmischungen, sofern Biogasanlagen einen substantiellen Beitrag zur Spitzenlastdeckung erbringen sollen. Diese Energiepflanzen sollen dabei strengere Treibhausgasminderungsanforderungen erfüllen, nachhaltig produziert werden und möglichst nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, z.B. über Zwischenfrüchte, ungenutzte Grünlandflächen etc.

Hinsichtlich der Kostenthematik bei Güllekleinanlagen ist festzustellen, dass die aktuellen Fördersätze (siehe Kapitel 3) nicht ausreichen, um mehr unvergorene Gülle und Festmist in die Vergärung für die Biogasverstromung zu überführen. Dies ist ökonomisch derzeit nur in größeren Anlagen mit zusätzlich sehr gutem Wärmekonzept¹¹ möglich. Insbesondere neue Güllekleinanlagen benötigen höhere Vergütungssätze, z.B. über das EEG resp. alternative Finanzierungen. Dabei ist festzustellen, dass Güllekleinanlagen bis 150 kW vorrangig der Vermeidung von Methanemissionen in der Landwirtschaft dienen, ein flexibler Betrieb als Beitrag zum Energiesystem allerdings nicht obligatorisch verfolgt wird.

Kontakt

M. Sc. Tino Barchmann, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434-375 | ✉ tino.barchmann@dfbz.de | 🌐 www.dfbz.de

¹¹ Hier sei die Bedienung von Prozesswärme für Hochtemperaturprozesse (größer 1.000° C) in Gewerbe- und Industrie hervorgehoben.

Alternative Nutzungsoptionen für Biogas im Kontext „grüner“ Gase

Zusammenfassung: Die Stromerzeugung als gegenwärtige Hauptnutzung von Biogas ist hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit mit einer Reihe von Risiken behaftet. Elektroenergie aus Biogas hat im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien die höchsten Stromgestehungskosten und beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen nur ein geringes CO₂-Vermeidungspotenzial. Für die sprunghafte Nachfrage nach grünen Gasen stellt insbesondere die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan kurz- und mittelfristig eine zukunftsfähige Alternative zur bisherigen Direktverstromung dar. Da Biomasse und damit auch Biogas bzw. Biomethan auf Kohlenstoff basieren, sind sie für die angestrebte Dekarbonisierung des Strombereichs nur bedingt wirksam, für eine Defossilisierung jedoch sehr wohl. Biomasse ist zudem der einzige in nennenswerten Umfang verfügbare regenerative Kohlenstoffträger. Langfristig sollten vor diesem Hintergrund stoffliche Anwendungen unterstützt werden. Vielversprechend erscheint hier vor allem die Synthesegas-Route, um daraus wichtige Basischemikalien wie Methanol, Wasserstoff und Olefine als Ausgangsstoff für Kunststoffe herzustellen. Eine Entwicklung entsprechender Technologien ist notwendig. Daher sollten schon „heute“ die Technologien angepasst bzw. entwickelt werden, die „morgen“ benötigt werden.

1 Einleitung

Sogenannte „grüne Gase“ sind ein wichtiger Baustein für die Umgestaltung des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität sowie als Einsatzstoff für die verarbeitende Industrie mit vielfältigen Anwendungen. Im Allgemeinen werden unter grünen Gasen gasförmige Energieträger verstanden, bei deren Verbrennung nicht mehr CO₂ entsteht als zuvor aus der Atmosphäre entnommen wurde [1].

Wenn es um grüne Gase geht, stehen in der öffentlichen Wahrnehmung derzeit vor allem grüner Wasserstoff und darauf basierende synthetische Energieträger, wie synthetic natural gas (SNG) im Fokus. Das Spektrum ist jedoch breiter. Grüne Gase aus biogenen Quellen, wie Biogas und Biomethan, sind schon seit langem etablierte und verlässliche Partner vor allem im Strombereich.

Im Rahmen der Energiewende war Erdgas mittelfristig als Übergangstechnologie vorgesehen, da nur etwa halb so viel Treibhausgase emittiert werden wie bei Kohle. Langfristig wird ein gänzlicher Ausstieg aus fossilen Energieträgern angestrebt. Durch die aktuellen geopolitischen Entwicklungen hat dieser Prozess zusätzliche Dynamik erfahren. Die in der Vergangenheit kostengünstige Verfügbarkeit von Importerdgas vor allem aus Russland ist nicht mehr gegeben, so dass sich nunmehr auch die Notwendigkeit zur Bereitstellung einheimischer grüner Gase zu einem zentralen Thema am Gasmarkt entwickelt. Ein weiterer Treiber ist die REPowerEU-Initiative der Europäischen Union vom Mai 2022.

Demnach soll die Biomethanproduktion um Faktor 10 von gegenwärtig 3 auf 35 Mrd. m³ i.N. bis 2030 gesteigert werden [2].

Im Beitrag werden folgende Nutzungspfade gegenübergestellt:

- Biogas zur Stromgewinnung als gegenwärtige Hauptnutzung (Referenzpfad)
- Aufbereitung zu Biomethan durch Entfernung des CO₂ im Biogas,
- Katalytische Biogasmethanisierung und die
- Wasserstoffgewinnung aus Biogas.

2 Aktueller Stand der Biogas- und Biomethanproduktion

2.1 Biogas

Die Biogasproduktion hat sich seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 als fester Bestandteil im deutschen Energiemix etabliert. 2022 waren insgesamt 9.879 Biogasanlagen in Betrieb. Die installierte elektrische Leistung lag bei 5.926 MW. Während die installierte elektrische Leistung mit der Zahl der Anlagen kontinuierlich angewachsen ist, hat sich das Niveau der arbeitsrelevanten elektrischen Leistung seit dem EEG 2014 kaum erhöht. 2022 lag der Wert bei 3.836 MW [3] und damit nur rund 2 % über dem Mittelwert der letzten 10 Jahre.

Im europäischen Vergleich nimmt Deutschland sowohl bei der Anzahl von Biogasanlagen, hier stehen etwa die Hälfte der rund 20.000 Biogasanlagen der EU, als auch bei der Produktion von Biogas eine Spitzenposition ein. Seit der Novelisierung des EEG 2014 hat sich der Zubau neuer Biogasanlagen deutlich abgeschwächt. 2022 wurden lediglich 109 neue Anlagen und damit 29 weniger als im Vorjahr installiert. Zum Vergleich: Im „zubaustärksten“ Jahr 2011 wurden 1.526 Biogasanlagen realisiert [3].

Der Anteil des Energieinhaltes des Rohbiogases am Primärenergieverbrauch in Deutschland beträgt nach einer eigenen Abschätzung ca. 3 %. Falls der Primärenergieverbrauch in der derzeitigen Größenordnung verbleibt, kann dieser Anteil aufgrund der begrenzten Potenziale maximal verdoppelt werden.

Rund 98 % der Biogasanlagen werden bisher für die direkte Vor-Ort-Verstromung eingesetzt. Bezogen auf die Art der Biogasanlagen dominieren landwirtschaftliche Biogasanlagen mit rund 93 %, wovon etwa 8 % auf Güllekleinanlagen entfallen. Abfallvergärungsanlagen liegen bei rund 1,5 % und Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und Gülle/ nachwachsenden Rohstoffen bei rund 1,7 % [4]. In Tab. 1 sind die Bruttostromerzeugung und der Endenergieverbrauch im Bereich Wärme von Biogasanlagen über die letzten fünf Jahre dargestellt.

*Tab. 1: Biogas - Bruttostromerzeugung und Endenergieverbrauch
im Bereich Wärme [5], [6], [7], [8], [9]*

	2018	2019	2020	2021	2022
Bruttostromerzeugung in GWh	29.450	29.203	28.702	28.189	28.471
Anteil am Bruttostromverbrauch in %	4,9	5,0	5,2	5,0	5,2
Endenergieverbrauch Wärme in GWh	13.288	13.394	13.449	13.933	13.611
Anteil am Endenergieverbrauch Wärme in %	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2

Die Stromerzeugung aus Biogas hat im Vergleich zu allen anderen erneuerbaren Energien die höchsten Stromgestehungskosten und primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren sowie ein geringes CO₂-Vermeidungspotenzial [10]. Erschwerend kommen das Auslaufen der Förderung für Altanlagen sowie die neuen Ausschreibungsmodalitäten hinzu.

Die Entwicklungen im Zusammenhang mit dem weitgehenden Ausstieg aus russischem Erdöl und Erdgas haben zu einer Verschiebung der Prioritäten geführt. Standen bisher Wirtschaftlichkeit und Ökologie im Vordergrund, geht es aktuell verstärkt um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Verringerung von Importabhängigkeiten. Dieser Paradigmenwechsel sowie die stark gestiegenen Preise im Energiebereich bilden eine zukunftssträchtige Basis, nicht nur für den Erhalt der Branche, sondern auch für deren Ausbau und alternative Nutzungskonzepte außerhalb der bisher dominierenden Stromgewinnung.

Nach Schätzungen des Fachverbandes Biogas könnte mit dem aktuellen Anlagenbestand bereits kurzfristig die Bereitstellung von Strom und Wärme um 20 % gesteigert werden. Mittelfristig ist eine Verdopplung der Energiemenge denkbar, wofür allerdings die gesetzlichen Rahmenbedingungen anzupassen sind [11]. Als notwendige Maßnahmen werden insbesondere die Abschaffung der Höchstbemessungsleistung, das heißt die Deckelung der Produktionskapazität, größere Flexibilität beim Substrateinsatz, Abbau bürokratischer Hemmnisse und schnellere Genehmigungsverfahren benannt [12].

Zwar hat die EEG-Novelle 2021 den Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen durch die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens und die Anhebung der Gebots Höchstgrenze gefördert, dennoch ist die Verunsicherung in der Branche groß. Das zeigt sich u. a. bei den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur für Biomasseanlagen, die auch im September 2022 wieder deutlich unterzeichnet waren. Von den ausgeschriebenen 285.794 MW wurde mit 78.193 MW letztlich nur etwa ein Drittel bezuschlagt [13].

2.2 Biomethan

Mit 244 Anlagen haben Biomethan-Einspeiseanlagen bisher nur einen geringen Anteil am gesamten deutschen Bestand von 9.879 Biogasanlagen [3]. Im EU-Maßstab sieht die Situation ähnlich aus. Von den rund 20.000 Biogasanlagen werden etwa 1.000 zur Biomethanproduktion eingesetzt. Auch wenn in Deutschland bisher nur ein kleiner Teil der Biogasproduktion zu Biomethan aufbereitet wird, verfügt es im europäischen Vergleich durch den hohen Anlagenbestand über den mit Abstand größten Produktionsanteil [14].

In Tab. 2 sind die Bruttostromerzeugung und die Endenergieverbräuche in den Bereichen Wärme und Verkehr von Biomethan über die letzten fünf Jahre dargestellt. Im Unterschied zu Biogas, dessen Hauptnutzung im Strombereich liegt, findet Biomethan vorrangig im Wärmebereich Verwendung. Im Verkehrsbe- reich ist eine stark steigende Tendenz des Biomethananteils am Endenergiever- brauch zu entnehmen. In den vergangenen fünf Jahren hat sich der Anteil mehr als verdoppelt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der prozentuale Anteil am Endenergieverbrauch, wie auch im Strom- und Wärmebereich, sehr gering ist und sich in den letzten Jahren kaum verändert hat.

Tab. 2: Biomethan - Bruttostromerzeugung und Endenergieverbrauch in den Bereichen Wärme/Verkehr [5], [6], [7], [8], [9]

	2018	2019	2020	2021	2022
Bruttostromerzeugung in GWh	2.602	2.620	2.914	2.890	2.964
Anteil am Bruttostromverbrauch in %	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Endenergieverbrauch Wärme in GWh	3.191	3.314	4.023	4.056	4.761
Anteil am Endenergieverbrauch Wärme in %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Endenergieverbrauch Verkehr in GWh	389	660	884	965	1.061
Anteil am Endenergieverbrauch Verkehr in %	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2

Der deutsche Biogasrat geht davon aus, dass bis 2030 rund 11 Mrd. m³ i.N. Biomethan (120 TWh) pro Jahr erschlossen werden können [15]. Ähnlich positioniert sich der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft mit rund 100 TWh [16]. Das entspricht etwa einem Drittel des für den gesamten EU-Bereich angestrebten Ziels von 35 Mrd. m³ i.N. bis 2030.

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 rund 100 TWh und bis 2050 zwischen 140 TWh bis 250 TWh mobilisiert werden [17]. Damit könnte

zukünftig ein signifikanter Teil des Erdgasbedarfes durch Biomethan ersetzt werden.

Diese Erwartungen bzw. Zielstellungen haben bisher kaum Einfluss auf die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur zur Stromgewinnung aus Biomethananlagen, die seit 2021 laufen. Von den im Oktober 2022 ausgeschriebenen 152.020 kW wurde nur eine Zuschlagsmenge von 3.499 kW, d. h. ca. 2 % realisiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Gegensatz zur ersten Ausschreibungsrunde aktuell nur genehmigte Vorhaben berücksichtigt wurden. [18].

3 Kurzbeschreibung der verschiedenen Nutzungsoptionen

3.1 Nutzung von Biogas zur Stromerzeugung

Stand der Technik ist die Vor-Ort-Verstromung von Biogas in Blockheizkraftwerken mittels Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei werden Strom als Hauptprodukt und Wärme als Nebenprodukt gewonnen. Die Wärme wird vorrangig, aber nicht in vollem Umfang, für die Beheizung des Fermenters verwendet. Die Wärme sollte in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage genutzt werden, da diese nicht rentabel über weite Entfernungen transportiert werden kann.

3.2 Aufbereitung zu Biomethan durch Abscheidung des CO₂ im Biogas

Stand der Technik für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist derzeit die ausschließliche Nutzung des Methananteils. Verfahren wie die Druckwasserwäsche, Aminwäsche, Druckwechseladsorption und zunehmend auch Membrantrennverfahren scheiden das im Biogas enthaltene CO₂ mit Hilfe physikalisch-chemischer Trennprozesse ab, wobei dieses klimawirksam an die Atmosphäre abgegeben wird. Für die Einspeisung in das Erdgasnetz sind weiterhin Gastrocknung und -reinigung erforderlich.

Bei neu realisierten Anlagen wird, meist aufgrund der allgemeinen CO₂-Mangelage in der Industrie, das CO₂ abgeschieden und stofflich genutzt (z. B. in der Ernährungs-industrie).

3.3 Katalytische Biogasmethanisierung

Mit der katalytischen Biogasmethanisierung kann durch die Nutzung des im Kohlenstoffdioxid enthaltenen Kohlenstoffpotenzials die Biomethanausbeute bei unverminderter Menge an Substrateinsatz nahezu verdoppelt und damit CO₂-Emissionen signifikant reduzieren werden.

Das im Rohbiogas enthaltene CO₂ wird mit Hilfe von Wasserstoff in Methan umgewandelt und nicht mehr klimawirksam an die Atmosphäre abgegeben. Die

große Herausforderung des Verfahrens besteht in dem hohen grünen Wasserstoffbedarf.

3.4 Wasserstoffgewinnung aus Biogas

Biogas kann – wie auch jede andere Biomasse – in Wasserstoff umgewandelt werden. Ein Zwischenschritt ist die Herstellung eines wasserstoff- und kohlenmonoxidreichen Synthesegases mittels Reformierungsverfahren.

Aus dem Synthesegas lässt sich mittels einer CO-Shift-Stufe und einer Druckwechseladsorptionsanlage Wasserstoff herstellen. Dieser Prozess wurde in verschiedenen Projekten entwickelt und mittlerweile mehrfach demonstriert. Allerdings ist derzeit keine kommerzielle Anlage bekannt.

Synthesegas als Plattformchemikalie kann auch zur Herstellung von Biowachsen, Methanol und flüssigen Kohlenwasserstoffen, wie Benzin, Diesel oder Kerosin genutzt werden. Diese Möglichkeit wurde mehrfach in verschiedenen F&E-Projekten erfolgreich demonstriert.

4 Vergleich der verschiedenen Verfahren

4.1 Energetische Bewertung

Der energetische Vergleich erfolgt bzgl. der Verluste. Nutzungsoptionen mit geringen Verlusten sind aus energetischen Gesichtspunkten zu bevorzugen.

Die größten Verluste (größer als 50 %) treten auf, wenn das Zielprodukt Elektroenergie ist und die Abwärme nicht genutzt werden kann.

Wenn keine Wärmenutzung erfolgt, ist es aus energetischer Sicht sinnvoller, Biogas nicht in Elektroenergie (d. h. in Elektronen) umzuwandeln, sondern besser stofflich in Form von Biomethan oder Synthesegas zu nutzen.

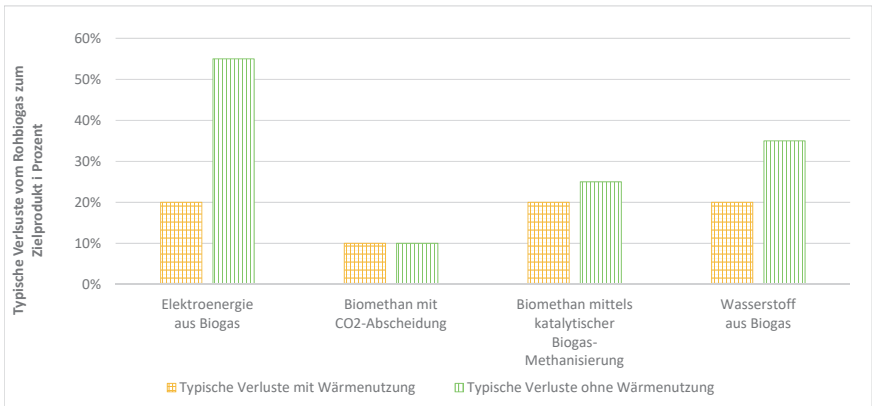


Abb. 1: Darstellung der typischen Verluste bei der Umwandlung von Rohbiogas in das jeweilige Zielprodukt

Die relativ hohen Verluste bei der Wasserstoffherzeugung resultieren aus der Tatsache, dass mehrere Umwandlungsschritte notwendig sind (1. Biogas zu Synthesegas, 2. CO-Shift, 3. Gasreinigung).

4.2 Ökonomische Aspekte

Kostenfaktoren sind Anbau, Pflege und das Ernten von Biomasse, Transport der Substrate zur Biogasanlage, Betrieb der Biogasanlage und nicht zuletzt die Umwandlung des Roh-Biogases zum jeweiligen Zielprodukt.

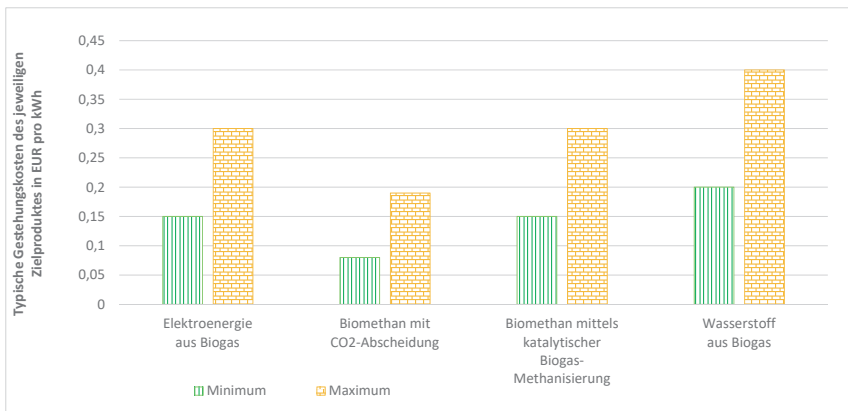


Abb. 2: Darstellung der Gestehungskosten für das jeweilige Zielprodukt

Elektroenergie aus Biogas ist und bleibt eine vergleichsweise teure Variante unter den Erneuerbaren Energien. Die Kosten sind wesentlich höher als bei Wasserkraft, Windenergie und PV, die teils deutlich unter 0,1 € pro kWh liegen.

Aufgrund der derzeitigen Gasmangellage, der Quotenziele und der hohen CO₂-Zertifikatskosten ist Biomethan derzeit konkurrenzfähig im Vergleich zu Flüssiggas. Die Gewinne lassen sich erhöhen, wenn das abgeschiedene CO₂ verflüssigt oder in Trockeneis umgewandelt und regional vermarktet wird.

4.3 Vergleich der CO₂-Emissionen

Bei allen Nutzungsoptionen ist zu beachten, dass bei Berücksichtigung der Vorkette die CO₂-Emissionen eine große Rolle spielen. Diesbezüglich hat Biogas erhebliche Nachteile gegenüber anderen Erneuerbaren Energien, wie Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft.

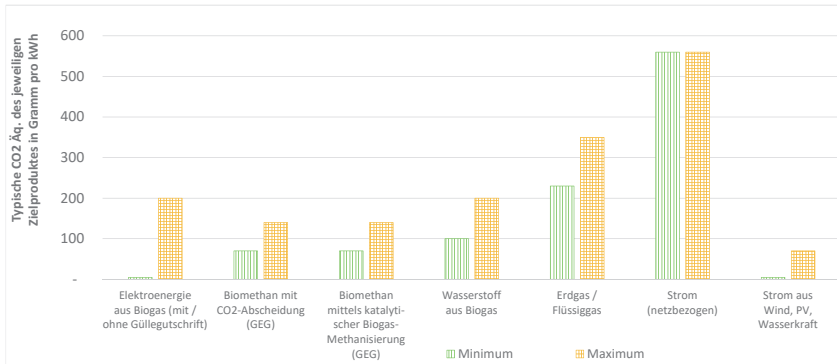


Abb. 3: Darstellung der CO₂-Äquivalente im Vergleich zu anderen Endenergieträgern

Außerordentlich großen Einfluss auf die Höhe der CO₂-Äquivalente hat die Art der zugeführten Substrate. Bei Biogasanlagen, welche zu einem großen Teil Wirtschaftsdünger einsetzen, gibt es rechnerisch hohe CO₂-Einsparungen. Im Gegensatz dazu sind die Einsparungen vergleichsweise gering, wenn ausschließlich nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, Wirtschaftsdünger nicht direkt auf die Felder auszubringen, sondern diesen zunächst energetisch zu nutzen und nur die Gärreste für die Düngung der Felder zu nutzen.

4.4 Akzeptanz

Nachdem in der Bevölkerung die Akzeptanz von Biogasanlagen seit 2018 von 40 % auf 26 % im Jahr 2021 stetig gesunken war, ist für 2022 mit 38 % wieder ein Aufwärtstrend zu beobachten [19]. Begründet wird dies offenbar im Zusammenhang mit der derzeitigen Energiekrise. Insbesondere die Verringerung von Erdgasimporten bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu sozialverträglichen Kosten haben die Besinnung auf die Nutzung einheimischer Ressourcen gestärkt [20]. Unter den Erneuerbare-Energien-Anlagen weisen Biogasanlagen den höchsten Akzeptanzzuwachs auf. Am Gesamtranking hat

sich allerdings nichts geändert. Biogasanlagen liegen hier weiter hinter allen anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen zurück [21].

5 Zukünftige Nutzungsoptionen von Biogas / Thesen

5.1 Allgemeines

Biogas ist hinsichtlich der Ausbaupotenziale vor allem durch den Anbau nachwachsender Rohstoffe limitiert. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Umwandlungswirkungsgrad von der eingestrahlten Solarenergie in Biomasse nur ca. 1 bis 3 % beträgt. Der Nutzungsgrad der gesamten Prozesskette von der Solarenergie zum Zielprodukt (Elektroenergie, Biomethan, Wasserstoff) liegt deutlich unter einem Prozent, wie auch bei anderen Biomasse-Nutzungspfaden. Das ist wesentlich weniger als die Umwandlungswirkungsgrade aller anderen erneuerbaren Endenergieträger. Beispielsweise beträgt der Umwandlungswirkungsgrad von Solarenergie in Elektroenergie bei PV-Anlagen ca. 20 % oder aber bei der Erzeugung in Wärmeenergie in solarthermischen Anlagen ca. 30 %. Windenergie liegt im Bereich der vorgenannten Werte, Wasserkraft hat einen deutlich höheren Umwandlungs-wirkungsgrad.

5.2 Kurzfristige Nutzungsoptionen

Biogas bleibt trotz der hohen Gestehungskosten und vergleichsweise hohen CO₂-Emissionen ein unverzichtbarer Energieträger im Energiemix in Deutschland und wird hauptsächlich für die Gewinnung von Elektroenergie genutzt. Die Nutzung der als Nebenprodukt entstehenden Wärme ist von großer Bedeutung. Die derzeitige Zurückhaltung bei der Umwidmung von Anlagen von der Stromerzeugung hin zur Biomethan-Erzeugung bleibt zunächst erhalten.

5.3 Mittelfristige Nutzungsoptionen

Die Bedeutung von Biogas für den Stromsektor wird zurückgehen. Biomethan wird zunehmend als Alternative zu Erdgas genutzt. Das CO₂ wird nicht mehr – wie bei den meisten in der Vergangenheit realisierten Anlagen an die Atmosphäre abgegeben, sondern entweder stofflich genutzt oder durch katalytische bzw. biologische Methanisierung in Biomethan umgewandelt.

Zukünftig wird es – wie ansatzweise schon heute – verstärkt ein Hybridgas geben. Wesentliche Bestandteile dieses Hybridgases sind neben Biomethan Pipeline-Erdgas, Flüssiggas (LNG), Wasserstoff und CO₂-armes synthetisches Erdgas. Je nach Mischung ergeben sich unterschiedliche Anteile an erneuerbaren Energien und demzufolge auch unterschiedliche CO₂-Äquivalente, die sich mit den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kontinuierlich reduzieren lassen.

5.4 Langfristige Nutzungsoptionen

Die Bedeutung von Biogas für den Elektroenergiesektor wird langfristig rückläufig sein, da die Kosten im Vergleich zu Photovoltaik- sowie Windenergie hoch und die ökologischen Vorteile im Vergleich zu Erdgas gering sind.

Eine langfristige erfolversprechende Nutzungsoption von Biogas neben der Nutzung als Biomethan (Bestandteil des oben beschriebenen Hybridgases) ist die stoffliche Nutzung.

Eine bisher weitgehend ungenutzte Option für Biogas ist die Nutzung als erneuerbare Kohlenstoffquelle für die chemische Industrie. Der Kohlenstoffanteil im Biogas beträgt ca. 40 Masse-%. Im Vergleich dazu liegt der Kohlenstoffanteil in der Luft in der Größenordnung von 0,01 Masse-%. Der Kohlenstoff im Biogas ist technologisch leicht und zu vergleichsweise geringen Kosten erschließbar.

Das gesamte in Deutschland erzeugte Biogas könnte theoretisch knapp zwei Drittel des Kohlenstoffbedarfs der Chemieindustrie decken. Insofern ist Biogas der Joker für die Defossilisierung der Chemieindustrie und weiterer Branchen, welche Kohlenstoff zwingend benötigen.

5.5 Fazit

Die Bedeutung von Biogas zur Herstellung von Elektroenergie ist langfristig als gering einzustufen. Biogas könnte langfristig zum wichtigsten Ausgangsstoff zur Herstellung von Synthesegas werden. Im Gegensatz zum Energiebereich ist die organische chemische Industrie nahezu alternativlos auf die Nutzung von Kohlenstoffträgern angewiesen. Aus Synthesegas können wichtige Grundstoffe wie Methanol, Wasserstoff, Olefine und nicht zuletzt Kunststoffe hergestellt werden. Mit der stofflichen Nutzung von Biogas könnte langfristig eine Alternative zur energetischen Verwertung geschaffen werden. Einerseits wäre dies ein Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiebereichs, andererseits könnten neue Geschäftsfelder für den Erhalt der bestehenden Biogaskapazitäten mit deutlich höherer Wertschöpfung entwickelt werden. Zudem könnte damit auch die Rohstoffbasis der organischen chemischen Industrie verbreitert werden, fossile Rohstoffe geschont und Importabhängigkeiten verringert werden.

Es ist anzustreben schon heute entsprechende Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu starten, damit nach 2030 oder 2040 die benötigten Technologien zur Verfügung stehen. Dabei geht es nicht um deren Neuentwicklung. Vielmehr ist die Anpassung bekannter und bewährter Technologien für das vergleichsweise neue Edukt Biogas das Hauptziel dieser Aktivitäten. Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sowohl der Unternehmen als auch der staatlich initiierten Programme sollten diesen Aspekt berücksichtigen.

Aufgrund der Limitierungen der Biomassepotenziale sollte es das Ziel sein, kurz-, mittel- und langfristig die für die Wirtschaft und Gesellschaft tragfähigsten Nut-

zungsoptionen zu identifizieren und mit geeigneten Maßnahmen zu unterstützen. Die Maßnahmen sollten insbesondere darin bestehen, durch langfristige stabile rechtliche Rahmenbedingungen Investitionssicherheit und Nutzungsperspektiven zu schaffen. Finanzielle Förderung als Steuerungsinstrument hat sich in der Vergangenheit häufig nicht bewährt und sollte daher zukünftig auch nur im Ausnahmefall eingesetzt werden. Wichtig ist auch ein hohes Maß an Technologieoffenheit.

Die Autoren stellen für die hierfür notwendige Debatte den vorstehenden Beitrag als Diskussionsbeitrag zur Verfügung und stehen für Rückfragen und Hinweise gern zur Verfügung.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich herzlich bei den Initiatoren des TUBAF Innovation Fond ohne dessen Unterstützung der vorstehende Beitrag nicht möglich gewesen wäre. Die Arbeiten werden aufgrund eines Beschlusses des Sächsischen Landtages gefördert.

Literatur/Quellen

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Kompendium Grünes Gas. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20190401_Kompendium_Gr%C3%BCnes_Gas.pdf (abgerufen am 20.04.2023).
- [2] EUR-Lex (2022): MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN REPowerEU: Gemeinsame europäische Aktion für bezahlbarere, sicherere und nachhaltigere Energie. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN> (abgerufen am 20.04.2023).
- [3] Fachverband Biogas (2022). Branchenzahlen 2021 und Prognose der Branchenentwicklung 2022. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/22-10-06_Biogas_Branchenzahlen-2021_Prognose-2022.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/22-10-06_Biogas_Branchenzahlen-2021_Prognose-2022.pdf) (abgerufen am 20.04.2023).
- [4] Umweltbundesamt (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. In: Texte 24/2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf (abgerufen am 20.04.2023).
- [5] Umweltbundesamt (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf (abgerufen am 20.04.2023).
- [6] 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 (abgerufen am 20.04.2023).

- [7] Umweltbundesamt (2021): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2020. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2020> (abgerufen am 20.04.2023).
- [8] 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 (abgerufen am 20.04.2023).
- [9] Umweltbundesamt (2023): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf (abgerufen am 20.04.2023).
- [10] 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 (abgerufen am 20.04.2023).
- [11] Fachverband Biogas (2022): Pressemeldung 16. März 2022. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Sicher-durch-den-Winter--Biogas-Waerme-aus-der-Region-ist-verlaesslich-klimafreundlich-und-preis/\\$file/22-03-16__PM_W%C3%A4rme.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Sicher-durch-den-Winter--Biogas-Waerme-aus-der-Region-ist-verlaesslich-klimafreundlich-und-preis/$file/22-03-16__PM_W%C3%A4rme.pdf) (abgerufen am 20.04.2023).
- [12] Fachverband Biogas (2022): Der Biogassektor soll bis 2030 20 % der derzeitigen EU-Gasimporte aus Russland abdecken. <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-der-biogas-sektor-soll-bis-2030-20-der-derzeitigen-eu-gasimporte-aus-russland-abdecken-> (abgerufen am 20.04.2023).
- [13] Bundesnetzagentur (2022): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen Sept 2022. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html;jsessionid=0F3B9F50EDA15C09692AD9E87B8AFA21> (abgerufen am 20.04.2023).
- [14] Ifeu (2022): Biomethane in Europe. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_ECF_biomethane_EU_final_01.pdf (abgerufen am 20.04.2023).
- [15] Biogasrat (2022): Stellungnahme zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. <https://www.biogasrat.de/2022/03/17/biogasrat-e-v-stellungnahme-zu-dem-referentenentwurf-novelle-eeg-2023-sofortmassnahmen-des-bmwk/>. (abgerufen am 20.04.2023).
- [16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021): Appell der Gaswirtschaft. Die Energiewende braucht grüne Moleküle – Biomethan-Potenziale dauerhaft und zukunftsgerichtet nutzen. https://www.bdew.de/media/documents/Anlage_PI_20210211_Biomethan.pdf (abgerufen am 20.04.2023).

- [17] 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 (abgerufen am 20.04.2023).
- [18] Bundesnetzagentur (2022): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen Oktober 2022. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/BeendeteAusschreibungen/start.html> (abgerufen am 20.04.2023).
- [19] Agentur für Erneuerbare Energien (2023): AEE-Akzeptanzumfrage. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/aee-akzeptanzumfrage-2021> (abgerufen am 20.04.2023).
- [20] genter für Erneuerbare Energien (2023): Bioenergie: Starke gesellschaftliche Zustimmung während der Energiekrise. <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/bioenergie-starke-gesellschaftliche-zustimmung-waehrend-energiekrise> (abgerufen am 20.04.2023).
- [21] Agentur für Erneuerbare Energien (2022): Zustimmung zu Erneuerbare-Energie-Anlagen in der Umgebung des eigenen Wohnortes. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/aee-akzeptanzumfrage-2022> (abgerufen am 20.04.2023).

Kontakt

Andreas Herrmann, Innovations-Manager

DBI Virtuhcon GmbH

☎ +49 (0)3731.39-4424 | ✉ andreas.herrmann@dbi-virtuhcon.de
🌐 www.dbi-virtuhcon.de

Holzkohleherstellung in einem 90-Liter-Reaktor: Ein Erfahrungsbericht

Zusammenfassung: Der Einsatz von Holzkohlen im Biogasprozess ist eine viel diskutierte Methode zur Prozessverbesserung und Steigerung der spezifischen Biogasertragsrate. Da die im Handel erhältlichen Karbonisate hohen Schwankungen im Produktionsprozess unterliegen und die Herkunft der verwendeten Holzart nicht gesichert ist muss für eine wissenschaftliche Untersuchung eine Holzkohle mit definierten und reproduzierbaren Eigenschaften hergestellt werden.

1 Hintergrund

Im Herbst 2021 haben die Universitäten Rostock und Bayreuth bei der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) den Forschungsförderantrag „Einsatz von definierten Holzkohlen zur Prozessintensivierung im Biogasprozess“ eingereicht. Da Holzkohlen definierter Geometrien, wie z.B. Kuben, definierter Holzarten (Kiefer, Buche) und unter vergleichbaren Bedingungen zum Einsatz kommen sollten, war im Antrag eine Holzkohleretorte zum Kauf veranschlagt. Durch die krisenbedingten Preissteigerungen in den Jahren 2022 und 2023 sind die Kosten für die Retorte um ein Vielfaches gestiegen. Um für die Versuche trotzdem die gewünschten Kohlen bestellen zu können wurde eine Retorte und dazu passender Ofen geplant, konstruiert, gebaut und betrieben.

Thermochemische Prozesse zur Produktion und Herstellung von Biomassekarbonisaten sind seit Jahrhunderten bekannt und vielfach erprobt. Ausgehend von Köhlereiprozessen wurde im Rahmen der industriellen Revolution aufgrund der gesteigerten Nachfrage ein Großteil dieser Karbonisate durch Braun- und Steinkohle substituiert.

Die technisch gesteuerte Herstellung von Karbonisaten erfolgt vorwiegend durch pyrolytische Prozesse. Prozesse wie Torrefizierung und hydrothermale Karbonisierung finden ebenfalls Anwendung in der Biomasseproduktion

2 Aufbau und Konstruktion der Retorte

Die Retorte nach Vorbild von Polytechnik Biomass Energy [1] besteht aus einem zylinderförmigen Gefäß in dem mittig ein nach oben und unten offenes Rohr eingesetzt ist, das oben bis auf 5 cm an den Deckel heranreicht und mit dem Boden verschweißt ist (Abb. 1). Der Deckel wird mittels Schrauben an einem Flansch fixiert. Direkt unterhalb des Flansches sind zwei gegenüberliegende „Griff“-Rohre quer zur Zylinderachse angesetzt, an denen die Retorte in den Ofen gehängt werden kann. Die Retorte hat einen Innendurchmesser von 484 mm und eine Höhe von 600 mm.

Durch die Griffrohre werden jeweils ein Pt1000 Thermoelement geführt, um die Temperatur in Boden- und Deckelnähe zu messen.

Der Ofen wurde aus Gasbetonsteinen (625 x 250 x 100 mm) in quadratischem Grundriss mit einem Innenraum von 600 x 600 mm und 750 mm Höhe aufgeschichtet. Die Steine lassen sich gut mit einer Handsäge (Fuchsschwanz) zurechtschneiden. Die Oberkante wurde mit einem umlaufenden Stahlband fixiert, das an zwei gegenüberliegenden Seiten eine Einbuchtung aufweist, in die die Griffe der Retorte eingelassen werden. Beheizt wird der Ofen mit einem 10.5 KW Gas-Hockerkocher und Propangas. Die Oberseite des Ofens wurde mit einem Stahlblech abgedeckt, das mit Gasbetonsteinen vollflächig belegt wurde (Abb. 1). Die Abdeckung des Ofens ebenfalls mit Gasbetonsteinen ist notwendig da der Wärmeaustausch mit der Umgebung ansonsten zu hoch ist (Abb. 2).



Abb. 1: Konstruktion, Bau und Betrieb des Ofens mit eingehängter Retorte, Gaskocher und Temperaturlogger

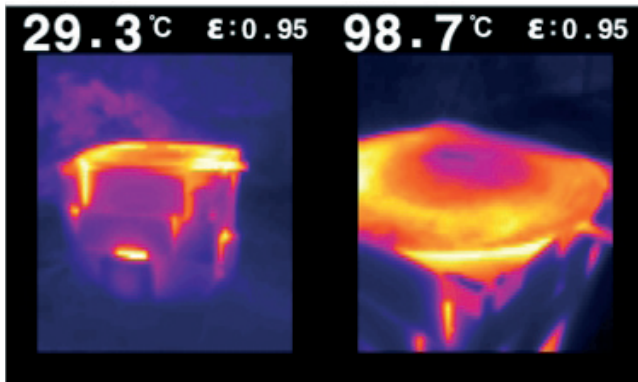


Abb. 2: Behälterisolierung mittels Gasbetonsteinen

Um Holzproben unterschiedlicher Holzarten (Kiefer, Buche) und Aufmachung (Hackschnitzel, Pellets, Quader und Stangen) unter identischen Bedingungen verkohlen zu können, wurden 4 Viertelkreiskörbe aus Lochblechen hergestellt, in die jeweils eine Produktkategorie eingefüllt wurde (Abb. 3).



Abb. 3: Befüllte Retorte mit Buchen- und Kiefern- Stangen und Quadern sowie daraus hergestellter Kohlen

Nach verschiedenen Vorversuchen unter anderem mit Holzpellets und Hackholzschnitzeln kann festgehalten werden dass, bei voller Brennleistung des Gaskochers (vgl. Abb. 2), nach ca. 30 min, am Retortenboden 275 °C erreicht werden, der Temperaturbereich, an dem die autothermale exotherme Holzkohle-reaktion beginnt [2;3] und verstärkt Holzgas, bestehend aus brennbaren Gasen

wie Kohlenstoffmonoxid 34 %, Methan 13 %, Ethylen 2 %, Wasserstoff 2 % und Harzterpenen sowie unbrennbaren Bestandteilen wie Kohlenstoffmonoxid 48 %, Stickstoff 1 % und Wasserdampf [4], ausgetrieben wird. Das Holzgas entweicht durch das mittig in der Retorte angebrachte Rohr und wird über den Hockerkocher geleitet, wo die heizwertreichen Komponenten die Verbrennung unterstützen. Anschließend steigen die Temperaturen mit einer hohen Anstiegsrate weiter (ca. 30 min.), Nach etwa einer Stunde sinkt die Anstiegsrate und die Temperatur am Boden der Retorte liegt im Bereich von 400 bis 500 °C. Bei diesen Temperaturen findet die Hauptentgasung statt. Nach Abschluss der Hauptentgasungsphase werden in der Nachentgasung kristalline Strukturen gebildet. In dieser Phase wurden Maximaltemperaturen am Retortenboden von bis zu 866 °C erreicht. Unter dem Deckel verläuft der Temperaturanstieg langsamer und die Maximaltemperatur erreicht nur ca. 500 °C. Die Maximaltemperaturen sind abhängig von der Füllmenge in kg. Mit Holzheizpellets (hohe Dichte) werden höhere Beladungen als mit Kiefern Kuben erreicht.

Das Verkohlungsergebnis ist sehr zufriedenstellend (Abb. 3). Die Ausgangsform der Holzproben (Quader, Stangen) bleibt erhalten. Dank der spezifischen Dimensionen, Querschnitt der Stangen von 8 x 8 mm, Länge 500 mm, Quaderlänge ca. 7 mm treten nur vereinzelt Risse auf und die Porenstruktur bleibt so gut erhalten (Abb. 4), dass sie zur anatomischen Holzartenbestimmung eingesetzt werden kann.

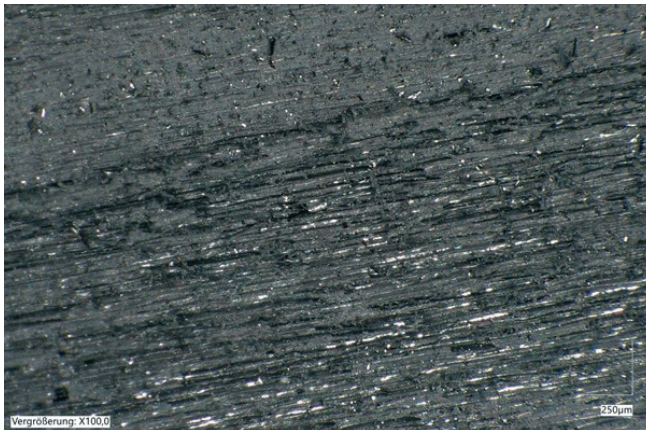


Abb. 4: Porenstruktur nach Verkohlung

3 Eigenschaften der Kohle

In folgender Tabelle sind die Brennwerte, Trockmassen sowie Ascheanteile der produzierten Kohlen aufgeführt. Die Ergebnisse zeigen eindeutig, dass durch die Retorte eine Kohle produziert wurde, die einen hohen Brennwert und Trockenmassegehalt [5;6;7] aufweist. Die substratspezifischen Brennwerte liegen im Bereich von Steinkohle welches ebenfalls ein Indiz für die Hochwertigkeit der Kohle ist.

Tabelle 1: Brennwerte der Karbonisate gemäß DIN 14918

Beschreibung	TM	oTM	Asche	Brennasche	Brennwert
	[% _{FM}]	[% _{TM}]	[% _{TM}]	[% _{TM}]	[MJ/kg]
Holzpellets	99.2%	99.2%	0.8%	0.6%	34.4547
Holzkohlewürfel Kiefer	99.2%	99.2%	0.8%	0.6%	32.9272
Holzkohlewürfel Buche	99.3%	98.8%	1.2%	1.0%	32.8976
Kiefer Kohle Würfel	98.7%	99.0%	1.0%	0.7%	33.3231
Kiefer Kohle Stangen	98.7%	99.0%	1.0%	0.7%	32.0932
Buche Kohle Würfel	98.8%	97.8%	2.2%	1.7%	32.4606
Buche Kohle Stangen	98.0%	98.4%	1.6%	1.3%	33.6570
Kiefer Kohle Stangen	99.0%	99.0%	1.0%	0.7%	33.4274
Kiefer Kohle Würfel	99.2%	99.1%	0.9%	0.7%	34.2182
Buche Kohle Würfel	99.1%	98.7%	1.3%	1.1%	32.3618
Buche Kohle Stangen	95.1%	98.1%	1.9%	1.4%	31.0833

4 Zusammenfassung

Es konnte gezeigt werden, dass mittels der von der Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft entwickelten Retorte zur Kohleherstellung ein hochwertiges Kohleprodukt hergestellt werden kann. Ebenfalls ist festzuhalten, dass es bei weiteren Versuchen Optimierungsmaßnahmen insbesondere bei der Gaszufuhr, der Isolierung und der Temperaturerfassung geben wird.

Danksagung

Die Arbeiten werden im Rahmen des Verbundvorhaben: Einsatz von definierten Holzkohlen zur Prozessintensivierung im Biogasprozess (FKZ: 2220WD007A) durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Literatur/Quellen

- [1] Polytechnik Luft- und Feuerungstechnik GmbH. (17. 04 2023). Carbonisierung. Von <https://biomass.polytechnik.com/technologien/carbonisierung/> abgerufen
- [2] Ost, H. (1942). Lehrbuch der chemischen Technologie. Leipzig, Deutschland: Dr. Max Jänecke Verlagsbuchhandlung.

- [3] WIKIPEDIA. (17. 04 2023). Holzgas. Von <https://de.wikipedia.org/wiki/Holzgas> abgerufen
- [4] WIKIPEDIA. (17. 04 2023). Holzkohle. Von <https://de.wikipedia.org/wiki/Holzkohle> abgerufen
- [5] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG : Charakterisierung von Schlämmen – Bestimmung des Trockenrückstandes und des Wassergehalts; Deutsche Fassung EN 12880:2000 DIN EN 12880 (2001).
- [6] DEUTSCHES I NSTITUT FÜR NORMUNG : Charakterisierung von Abfall Bestimmung des Glühverlustes in Abfall, Schlamm und Sedimenten; Deutsche Fassung EN 15169:2007 DIN EN 15169. 13.030.40 (2007).
- [7] DEUTSCHES I NSTITUT FÜR NORMUNG : Bestimmung des Brennwertes mit dem Bombenkalorimeter und Berechnung des Heizwertes; Deutsche Fassung; DIN 51900-1 2000-04 (2000); DIN 51900-2:2003-05 (2003)

Kontakt

Dr.-Ing. Jan Sprafke

Universität Rostock
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49 (0)381.498-3421 | ✉ jan.sprafke@uni-rostock.de
🌐 www.auf.uni-rostock.de/professuren/a-g/aw/

RIS BIOÖKONOMIE
WORKSHOP

Effektive Verwertung biogener Reststoffe durch Kopplung von Energie- und Stoffströmen – ein Konzept

Zusammenfassung: An Standorten der Biomasseverarbeitung fallen häufig sowohl biogenes Kohlenstoffdioxid als auch biogene Reststoffe an, die bisher nicht oder nur stark begrenzt stofflich verwertet werden konnten. Neue Verfahren werden zukünftig diese biogenen Reststoffe und Kohlenstoffdioxid nutzen, um erneuerbare Energie chemisch zu speichern oder fossile Grundstoffe der chemischen Industrie klimaneutral zu substituieren. Ein Beispiel stellt die Prozesskette zur Herstellung von Methanol aus Kohlenstoffdioxid unter Nutzung grünen Wasserstoffs aus der Elektrolyse dar. Da in dieser Prozesskette wiederum nützliche Nebenprodukte wie beispielsweise Sauerstoff oder Abwärme erzeugt werden, ergeben sich am Standort Synergien zur Integration weiterer Prozesse. Bei biogenen Reststoffen weisen z.B. die Wärmeintegration für die Trocknung und die Sauerstoffnutzung für die Gasifizierung hohe Potenziale auf. Die Möglichkeit einer erfolgreichen Kopplung der Energie- und Stoffströme wird hier mit ersten generischen Mengenangaben für eine auf der Zuckerrübenverarbeitung basierende Bioraffinerie demonstriert.

1 Einführung

In der Region Vorpommern werden aktuell unter anderem im vom BMBF geförderten WIRI-Bündnis biogeniV [1] verschiedene Routen der Verwertung biogener Reststoffe untersucht, insbesondere von biogenem Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Reststoffen mit hohem Wassergehalt aus der Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte. Dabei konzentrieren sich die Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bündnis auf die Verwertung von Reststoffen in Richtung der Herstellung von grünem Methanol als attraktivem zukünftigen Kraft- und Chemierohstoff sowie der damit verbundenen Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen. Unter anderem wird die Cosun Beet Company GmbH & Co. KG Anklam (CBC) als Beispiel eines zuckerrübenverarbeitenden Betriebs betrachtet. Im Sinne einer Bioraffinerie erzeugt CBC bereits seit Jahren neben Zucker, anderen Lebensmittelgrundstoffen und Futtermitteln auch Bioethanol und Biomethan. Dabei fallen in der Biogasanlage große Mengen von wasserhaltigen Gärresten an, deren Lagerung und Transport u.a. zur Nutzung als Düngemittel zunehmend unökonomisch werden. Bei der Bioethanolherstellung fallen große Mengen CO_2 mit vergleichsweise hoher Reinheit an, die derzeit noch emittiert werden. Aktuelle Lösungsansätze sehen die Nutzung des CO_2 zur Herstellung von e-Methanol mit Hilfe von grünem Wasserstoff vor, der vor Ort durch Elektrolyse und Direktnutzung von Wind- und PV-Strom erzeugt wird. Neben der Nutzung moderner schon etablierter Technologien werden im Bündnis neue Ansätze der Methanolherstellung in aktuell begonnenen Forschungs- und Entwicklungsprojekten verfolgt.

Auch für die Verwertung der Gärreste bis hin zur beispielhaften Erzeugung von Methanol ist die Erforschung neuer technologischer Routen im Bündnis geplant, wie ausführlicher im Abschnitt 2 dargestellt wird. Insgesamt soll möglichst der gesamte Kohlenstoffanteil der Reststoffe ausgenutzt bzw. klimaschädliche Emissionen aus den Reststoffen (CO_2 , N_2O , CH_4) möglichst vollständig vermieden werden. Ein Konzept insbesondere zur Kopplung von Stoff- und Energieströmen zwischen Methanolsynthese aus CO_2 und Reststoffgasifizierung wird in Abschnitt 3 abgeleitet. Abschnitt 4 gibt beispielhaft Mengenangaben für die CBC Anklam. Ein Ausblick auf nächste Schritte und geplante Projekte ist dem Abschnitt 5 zu entnehmen.

2 Forschungsansätze zur Gärrestverwertung

Die im Bündnis biogeniV verfolgten Ansätze zur Reststoffverwertung konzentrieren sich auf regional anfallende Reststoffe, welche auf Grund ihrer Mengen und Beschaffenheit bisher nicht oder nur in Ansätzen für andere stoffliche Verwertungen geeignet sind. Insbesondere wird der sehr wasserhaltige und faserarme Gärrest aus der Biogasanlage der CBC Anklam betrachtet, der bei der Vergärung der ausgelaugten Rübenschnitzel entsteht. Mit dem Ziel, diesen Gärrest zu einem qualitativ hochwertigen Feedstock für die Gasifizierung zu veredeln, werden im ersten Schritt verschiedene mechanische und thermische Trocknungsverfahren ausgewählt und getestet. Dabei wird vor allem auf Substrateignung, Effizienz und die Möglichkeit der Einbindung von Abwärmen geachtet. Die abgetrennte Flüssigphase wird auf ihre Düngeeigenschaften untersucht. Im nächsten Schritt erfolgt die Kompaktierung zu einem Produkt mit definierten Lager- und Transporteigenschaften, wie hohe Schüttdichten, definierte Geometrien und geringe Abriebfestigkeiten. Parallel erfolgt die Betrachtung der Zumischung von anderen regional anfallenden Reststoffen. Neben einer Pelletierung als etabliertes Verdichtungsverfahren wird auch die verschleißärmere Brikettierung untersucht. Ein Ziel der Trocknung und Kompaktierung ist der deutlich verringerte Lager- und Transportaufwand zur weiteren Verwertung der Reststoffe. Als Nebeneffekt ist nach der Trocknung in der Regel durch die reduzierte Feuchte ein höherer Heizwert in den Reststoffen nutzbar [2].

Im zweiten Schritt wird das Potenzial der Verwertung der getrockneten und kompaktierten Gärreste ggf. in Mischung mit anderen potenziellen Reststoffen durch eine Gasifizierung betrachtet. Dabei stehen Verfahren nach dem Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromprinzip unter Sauerstoffzufuhr zur Auswahl [3]. Zielprodukt ist ein Synthesegas mit möglichst hohem Anteil von Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2). Eine Gasifizierung unter Sauerstoffeinsatz hat den Vorteil eines autothermen Prozesses – es muss nahezu keine Energie (in Form von Wärme oder elektrischer Energie) zugeführt werden. Abhängig vom gewählten Prozess wird Abwärme freigesetzt, die wiederum u.a. zur Reststofftrocknung eingesetzt werden kann. Die Variante einer Schlackebadvergasung hat den zusätzlichen Vorteil, dass mineralische Reststoffe und eventuelle problematische Beimischungen in einer glasartigen Schlacke gebunden werden,

welche als Baustoff valorisiert werden kann. Je nach Anteil von CO und CO₂ im Synthesegas muss diesem Gasgemisch zusätzlich H₂ zugemischt werden, um eine möglichst hohe Kohlenstoffeinbindung im Methanol zu erreichen. Gegenüber der Synthese aus CO₂ und H₂ kommt hier der Vorteil des bereits hohen Energiegehalts von CO und des dadurch geringeren Bedarfs an H₂ zum Tragen.

3 Konzept der Kopplung von Stoff- und Energieströmen

Im Folgenden werden anhand bereits etablierter Verfahren und Kennwerte Schätzungen der Stoff- und Energieströme der Methanolherstellung und der Reststoffverarbeitung abgeleitet, um das Potenzial ihrer Kopplung einschätzen zu können.

Bei der Synthese grünen Methanols ist der Schritt mit dem höchsten Energieaufwand die Wasserelektrolyse zur Herstellung von H₂. Um daher eine möglichst hohe Gesamteffizienz zu erreichen, soll auch die Abwärme des Elektrolyseurs möglichst vollständig genutzt werden. Beispielhaft wird die alkalische Elektrolyse mit integrierter Abwärmenutzung betrachtet, die somit thermische Wirkungsgrade zwischen 73 und 88 % [4] erreicht. Die Elektrolyse soll bei diesem Konzept möglichst mit Direktstrom aus PV- und Windanlagen betrieben werden. Bei der Herstellung von 1 kg H₂ wird eine Menge von 8 kg Sauerstoff (O₂) sowie je nach Wirkungsgrad eine Wärmemenge von bis zu 16 kWh frei. Rechnet man mit dem unteren Wirkungsgrad von 73 % und berücksichtigt, dass unter Umständen nicht die gesamte Restenergie aus der Elektrolyse als Abwärme extrahiert werden kann, so lässt sich hier als Schätzwert 10 kWh als nutzbare Abwärme annehmen, die aus der Herstellung von 1 kg H₂ resultiert. Bei einer katalytischen Methanolsynthese aus CO₂ und H₂ kann mit 1 kg H₂ eine Menge von ca. 5 kg Methanol synthetisiert werden, wobei ca. 7 kg CO₂ verbraucht werden. Der Energieeinsatz und die mögliche Abwärme der Methanolsynthese selbst hängen stark vom Verfahrenstyp und der Betriebsweise ab und werden hier nicht weiter betrachtet.

Um Schätzwerte für eine Gärresttrocknung zu erhalten, wird beispielhaft eine kürzlich vorgestellte Warmlufttrocknungsanlage [5] betrachtet. In dieser Anlage sind Trocknungstemperaturen bis zu 80 °C vorgesehen. Diese Anlagenform hat den Vorteil, dass die Möglichkeit einer Nutzung von Abwärmeströmen wie etwa aus der alkalischen Elektrolyse (60 bis 90 °C) technisch umsetzbar erscheint. Zudem umfasst die Anlage eine Vermeidung der Emission und Rückgewinnung des verdunstenden Ammoniaks durch Bindung mit Schwefelsäure. Das Produkt (NH₄)₂SO₄ lässt sich als Düngemittel einsetzen. Die Warmlufttrocknungsanlage erlaubt im Beispiel die Trocknung von einer Ausgangsgröße von 24,4 auf 93,4 Ma.-% Trockenmasseanteil. Hierbei wird ein Energiebedarf von 1,04 kWh pro 1 kg verdunstetem Wasser angegeben. Als Ausgangsstoff wurden Gärreste aus einer Biogasanlage gewählt, welche ein beispielhaftes Gemisch von 19 Ma.-% Maissilage, 21 Ma.-% Grassilage, 7 Ma.-% Getreide und 53 Ma.-% Gülle prozessiert. Für 1 kg Gärrest mit dem Trockenmasseanteil von 24,4 Ma.-%

ergibt sich ein Energiebedarf von 0,77 kWh, und es werden ca. 0,26 kg getrockneter Gärrest produziert.

Für eine Beispielrechnung der Gasifizierung von Gärrestpellets wird auf eine Untersuchung des DBFZ [6] zu typischen Zusammensetzungen zurückgegriffen. Exemplarisch werden Gärrestpellets mit einem Rohwassergehalt von 11,3 Ma.-% und einem Heizwert von 17,6 kJ/kg betrachtet, auch wenn diese nicht exakt dem Beispiel aus dem oben genannten Trocknungsverfahren entsprechen. Die wasser- und aschefreie Zusammensetzung wird mit 46,6 Ma.-% Kohlenstoff, 46,2 Ma.-% Sauerstoff und 5,5 Ma.-% Wasserstoff angegeben. Bei einer Gasifizierung der getrockneten Reststoffe unter Sauerstoffzufuhr wird insbesondere die Oxidation des enthaltenen Kohlenstoffs zu CO als Energiequelle eingesetzt. Da die Verfahrenskennwerte von den Ausgangsstoffen, der notwendigen Sauerstoffzufuhr und der Betriebsweise abhängen, wird hier eine einfache Grenzwertbetrachtung angewendet. Unter der Annahme einer möglichst vollständigen Wandlung des in den Pellets enthaltenen Kohlenstoffs in Synthesegas wird im Grenzwert angesetzt, dass ein typisches Produktgas mit einem $\text{CO}:\text{CO}_2:\text{H}_2$ -Verhältnis von 1:1:1 erzeugt wird, wobei der Wasserstoff exakt ausreicht, um das CO_2 zu CO zu reduzieren (Reverse Wassergas-Shift-Reaktion). Unter Berücksichtigung der oben genannten Pelletzusammensetzung ist dann für 1 kg Pellets eine Zumischung von ca. 0,47 kg Sauerstoff notwendig. Das entspricht etwa 0,12 kg Sauerstoff pro 1 kg feuchten Gärrests nach dem oben angegebenen Trocknungsbeispiel. Die Wärmeintegration der Gasifizierung bleibt aufgrund der noch im Detail zu bestimmenden Eigenverbräuche (z.B. Moderatorampf, Vergasungsmittelvorwärmung) unberücksichtigt.

Die Mengenangaben lassen sich wie in Tabelle 1 angegeben aufeinander beziehen. Als Ausgangspunkt kann man z.B. die vorhandene Kapazität von CO_2 wählen. Eine Verwertung von 1 kg CO_2 erfordert allein für die Elektrolyse eine Energiemenge von 7,3 kWh. Dabei wird 1,1 kg Sauerstoff produziert, mit dem bis zu 8,9 kg Gärrest nach vorheriger Trocknung gasifiziert werden kann. Hierbei würden unter den oben genannten Annahmen bis zu 1,3 kg CO erzeugt werden. Jedoch können mit der Abwärme der Elektrolyse nur 1,8 kg Gärrest getrocknet werden.

Referenz	Methanolsynthese und Elektrolyse				Trocknung	Gasifizierung		
	Herstellbare Masse an Methanol aus CO_2	Benötigte Masse an H_2	Produzierte Menge an O_2	Abwärme (nur Elektrolyse)		Gasifizierbare Menge an Pellets (TS 89 %)	Gasifizierbare Menge an Gärrest (TS 24,4 %)	
Zur Verfügung stehende Masse CO_2	1 kg	0,73 kg	0,14 kg	1,1 kg	1,4 kWh	1,8 kg	2,3 kg	8,9 kg

Insbesondere die Gegenüberstellung der Energieflüsse zeigt, dass durch die Nutzung des Sauerstoffs aus der Elektrolyse im Gesamtverfahren erhebliche Energiemengen durch die Verwertung der Reststoffe zusätzlich chemisch gebunden werden können und auf eine energieintensive und technisch komplexe Luftzerlegungsanlage verzichtet werden kann. Auf der anderen Seite deckt die Abwärme der Elektrolyse nur einen kleinen Teil der Trocknungsenergie ab, wenn man die ganze Kapazität der Gasifizierung ausnutzen möchte.

4 Stoffbilanzen für eine Bioraffinerie

Am Beispiel der CBC Anklam, einer Bioraffinerie auf Basis der Zuckerrübenverarbeitung, lassen sich die Größenordnungen der betrachteten Stoff- und Energieströme veranschaulichen. Im Rahmen der derzeitigen Erzeugung von Bioethanol aus Rübensaft fallen pro Jahr ca. 72 000 t CO₂ an. Aus diesen lassen sich maximal ca. 52 000 t/a Methanol herstellen, wobei die Elektrolyse mit einem elektrischen Jahresenergieverbrauch von ca. 530 GWh/a (entspricht 60 MW Leistung im Dauerbetrieb) Abwärme in Höhe von bis zu 160 GWh/a erzeugen würde. Wenn sich von diesen etwa 100 GWh/a effektiv in der Reststofftrocknung nutzen ließen, könnten ca. 128 000 t/a Gärrest getrocknet werden, woraus wiederum ca. 33 000 t/a getrocknete Pellets hergestellt werden könnten. Hierbei wurde beispielhaft Gärrest mit einem Trockenmasseanteil von 24,4% wie oben beschrieben angenommen. Die am Standort CBC anfallenden Gärreste haben einen Trockenmasseanteil von nur 5 % und erfordern damit entsprechend mehr Trocknungsenergie. Um eine Masse von 33 000 t/a Pellets zu gasifizieren, wären 15 700 t/a Sauerstoff notwendig. Aus der Elektrolyse ständen aber 79 000 t/a Sauerstoff zur Verfügung, mit dem 167 000 t/a Pellets gasifiziert werden könnten. Im besten Falle können die Methanolsynthese und die Gasifizierung selbst als zusätzliche Abwärmequellen genutzt werden. Auch wäre ein Einkauf zusätzlicher Pellets von anderen Trocknungsanlagen denkbar. Unter Nutzung der gesamten Masse an Sauerstoff aus der Elektrolyse für die Gasifizierung ließe sich schätzungsweise Synthesegas mit Anteilen von bis zu ca. 91 000 t/a Kohlenstoffmonoxid und 9200 t/a Wasserstoff erzeugen. Dieses könnte für eine zusätzliche Methanolsynthese eingesetzt werden.

5 Ausblick

Aktuelle weiterführende Forschungsarbeiten im Bündnis biogeniV konzentrieren sich sowohl auf die weitere Optimierung der in dieser Studie erwähnten Verfahren, insbesondere der Methanolsynthese, der Reststofftrocknung und -kompaktierung sowie auf die Reststoffgasifizierung. Bezüglich der Reststoffe steht als ein wesentlicher erster Schritt die Erfassung in Frage kommender Stoffe in der Region im Vordergrund, wobei neben Gärresten auch andere schwer zu verwertende Reststoffe biogenen Ursprungs betrachtet werden sollen. Von besonderem Interesse wird die genauere Analyse der Energiebilanzen der katalytischen Methanolsynthese und der Reststoffgasifizierung sein. Technische Lösungen der Abwärmenutzung werden neben der Stoffstromkopplung am Standort

wesentlich dazu beitragen können, die Energieeffizienz der gesamten Prozesskette zu steigern. Final ergibt sich das Potenzial einer optimalen Wertschöpfung aus den biogenen Reststoffen und ihrem Kohlenstoffpotenzial, begleitet von einer nahezu vollständigen Vermeidung der CO₂-Emission.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich beim Bundesministerium für Bildung und Forschung für die Förderung der Forschungsarbeiten im Rahmen des WIR!-Programms unter dem Förderkennzeichen 03WIR4903.

Literatur/Quellen

- [1] biogeniV- Webseite: <https://www.biogeniv.de/start>
- [2] Klaus Fricke, Tobias Bahr, Oliver Kugelstadt, Christof Heußner, Stephan Scholl, Eckhard Kraft, Werner Bidlingsmaier, Daniel Meier-Kohlstock, Thomas Haupt, Martin Meiller und Fabian Stenzel: Steigerung der Energieeffizienz in der Verwertung biogener Reststoffe. Enderbericht zu Förderprojekt 03KB022, Technische Universität Braunschweig, Bauhaus-Universität Weimar, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, 2013.
- [3] Roh Pin Lee, Ludwig Georg Seidl, Qiu-liang Huang, Bern Meyer: An analysis of waste gasification and its contribution to China's transition towards carbon neutrality and zero waste cities, Journal of fuel chemistry and technology 49(8), 2021, 1057 - 1076
- [4] Reimund Neugebauer: Wasserstofftechnologien, Springer 2022, ISBN 978-3-662-64939-8, DOI:10.1007/978-3-662-64939-8
- [5] Sebastian Awiszus, Klaus Meissner, Sebastian Reyer, Joachim Müller: Gärrestverwertung in einer Warmlufttrocknungsanlage mit integrierter Stickstoffrückgewinnung, LANDTECHNIK 73(4), 2018, 106 – 115, DOI:10.1515/lt.2018.3187
- [6] Thomas Zeng, Daniel Büchner, Jens Bischoff, Andreas Schneider: Beurteilung der thermischen Nutzung von Biomassepellets aus Gärresten, Bericht Deutsches Biomasse-Forschungszentrum gGmbH 2012

Kontakt

Prof. Dr. Dirk Uhrlandt , Rüdiger Hink, Dr. Stefan Klebingat
Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V., Greifswald
✉ uhrlandt@inp-greifswald.de

Jenny Stukenbrock
Cosun Beet Company GmbH & Co. KG, Anklam

Prof. Dr.-Ing. Martin Gräbner
TU Bergakademie Freiberg

Dr.-Ing. Claudia Kirsten
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig

KURZBEITRÄGE

Messung der Gasverluste (Quantität und Qualität) während des Silierens von Maissilage

Ein neuer Ansatz zur Bewertung des Kohlenstoff-Fußabdrucks der Silageproduktion

Zusammenfassung: In dieser Studie sollte eine Methode zur Messung der Gasmenge und -zusammensetzung während der Lagerung im Labormaßstab entwickelt werden. 2022 wurde Frischmais von einer Fläche in Wahlstedt (Deutschland) in 1500-ml-Glasgefäßen (d.h. Minisilos) siliert. Drei Minisilos wurden je Öffnungstag 14 und 30 Tage siliert. Folgende Parameter wurden bestimmt: Futterwert im Ausgangsmaterial und siliertem Material, pH, Gärssäuren und -alkohole, Hefen und Schimmel im Ausgangsmaterial und siliertem Material, Gewichtsverlust und die Gasmenge und -zusammensetzung. Diese Studie zeigt, dass die Verwendung des Gasspeicherbeutels zum Auffangen des freigesetzten Gases während der Lagerungsphase sowie die anschließende quantitative und qualitative Gasanalyse im Labormaßstab praktikabel ist.

Abstract: This study was designed to generate a method for measuring gas quantity and composition during storage on a laboratory scale. In 2022, fresh maize from a field in Wahlstedt (Germany) was ensiled in 1500-ml glass jars (i.e., mini-silos). Three mini-silos were ensiled 14 and 30 per opening day. Measured parameters included: chemical composition of the fresh and ensiled maize, pH, concentration of fermentation acids and alcohols, counts of molds and yeast of the fresh and ensiled maize, fermentation gas losses, gas volume and gas composition. The use of the gas storage bag to collect released gas during the storage phase, and the subsequent quantitative and qualitative gas analysis with gas meter and gas drum counter have proven to be viable on a laboratory scale.

1 Einleitung

Das Thema Nachhaltigkeit ist ein globales Thema. Weltweit sind sich die Regierungen einig, dass der CO₂-Fußabdruck der verschiedenen Industriezweige deutlich reduziert werden muss. Laut Taube (2012) ist der Agrarsektor für 13 % aller Treibhausgasemissionen verantwortlich. Der Einfluss von Silagen auf das Klima wird hauptsächlich auf Ausgasungen (CO₂, nitrose Gase, VOC) und TM-Verluste zurückgeführt. Schlechte Silagequalitäten z.B. durch Fehlgärungen oder Nacherwärmungen sind unbedingt zu vermeiden, da sie die Bildung von Treibhausgasen fördern und letztlich zu einer Steigerung der indirekten Emissionen der Tierhaltung führen. Nach Emery et. al. (2012) beeinflussen die TM-Verluste während der Lagerung die Netto-Treibhausgasemissionen erheblich. Die Höhe der Gewichts- und Gärungsverluste kann nach Weissbach (1998 & 2005) berechnet werden, aber das Wissen über die freigesetzte Gasqualität und -menge während eines Silierprozesses ist rar. Ziel dieser Studie ist

es, eine Methode zur Messung der Gasmenge und -zusammensetzung während der Lagerung im Labormaßstab zu entwickeln.

2 Material und Methoden

Frischer Mais (42,3 % TM, 2,9 % XA, 5,0 % XP, 2,9 % WSC, 22,0 % Stärke, $3,1 \times 10^7$ KBE/g FM Hefen, $2,6 \times 10^4$ KBE/g FM Schimmelpilze) wurde in dreifacher Ausführung für 14 und 30 Tage bei 20° C siliert. Das Ausgangsmaterial wurde in 1500-ml-Weckgläsern siliert. Zu den gemessenen Parametern gehört: die chemische Zusammensetzung des frischen und des silierten Maises. Die Fermentationsgewichtsverluste wurden auf der Grundlage der Massendifferenz der Minisilos vor und nach der Silierung bestimmt und als prozentualer Anteil der Frischmasse ausgedrückt. Der TM-Gehalt der Silagen wurde um die Verluste an Ethanol, Propylenglykol (**PG**), flüchtige Fettsäuren und Milchsäure infolge der Trocknung korrigiert (Weißbach und Kuhla, 1995). Die Konzentration von Gär-säuren, Ethanol und PG aus jedem Minisilo wurde mittels HPLC-Technik (High Pressure Liquid Chromatography) gemessen. Die Hefen und Schimmelpilze wurden auf YGC-Agar bestimmt. Ein 20-Liter Gasspeicherbeutel (Tesseraux Spezialverpackungen GmbH) wurde an jedes Minisilo angeschlossen, um das Gasvolumen und die Gaszusammensetzung zu bestimmen. Die Gaszusammensetzung wurde mit einem Gasmessgerät (VISIT 03, Messtechnik EHEIM GmbH) und das Gasvolumen mit einem Trommelgaszähler (Ritter <https://www.ritter.de/produkte/trommel-gaszaehler>) erfasst.



Abb. 1

3 Ergebnisse

Die Gewichtsverluste lagen mit 0,60-0,71 % auf einem sehr niedrigen Niveau. Nach 14 und 30 Tagen zeigte sich im Fermentationsprofil nahezu das gleiche Bild (Summe Gärsäuren und -alkohole 5,27 vs. 5,91 %). Die Milchsäurebildung ist am Tag 30 im Vergleich zu Tag 14 leicht vorangeschritten (3,31 vs. 3,80 % TM). Die Essigsäuregehalte waren an beiden Öffnungstagen auf einem sehr niedrigen Niveau (1,08 vs. 1,03 % TM). Die Gehalte von 1,2-Propandiol, n-Propanol, Propionsäure und Buttersäure lagen an beiden Öffnungstagen unter der Nachweisgrenze (0,001 % FM). Die durchschnittliche Gaszusammensetzung (%) und Menge (l/100g TM), die aus den Maissilagen freigesetzt wurde, betrug am Öffnungstag 14: CO₂: 56,0%, O₂: 0,7 %, Gasmenge: 0,76 l/100 g TM und CO₂-Menge: 0,44 l/100 g TM. Am Öffnungstag 30 unterschieden sich Menge und Zusammensetzung im Gegensatz zu Tag 14 nur geringfügig: CO₂: 61,0%, O₂: 0,4%, Gasmenge: 0,73 l/100 g TM und CO₂-Menge 0,46 l/100 g TM. Der TM-Gewichtsverlust war am Tag 14 bei 3,6 g/100 g TM und Tag 30 bei 0,96 g/100 g TM. Die CO₂-Verluste (g/100 g TM) lagen an beiden Öffnungstagen mit 0,86 g/100 g TM an Tag 14 und 0,90 g/100 g TM an Tag 30 unter dem TM-Gewichtsverlust (g/100 g TM).

Tab. 1: Gärsäuren und -alkohole, pH-Wert, Gewichtsverluste nach 14 und 30 Tagen Silierung

Item ¹	Tag 14	Tag 30
Trockenmasse korrigiert (%)	41,13	42,16
Zucker (% TM)	2,69	1,90
Milchsäure (% TM)	3,31	3,80
Essigsäure (% TM)	1,08	1,03
Ethanol (% TM)	0,88	1,08
Summe Gärsäuren und -alkohole	5,27	5,91
pH	3,92	3,76
FM Gewichtsverlust (%)	0,60	0,71

¹Konzentration von 1,2-Propandiol, n-Propanol, Propionsäure und Buttersäure waren unter der Nachweisgrenze (<0,001 % FM) in allen Minisilos.

Tab. 2: Gasproduktion und CO₂-Produktion im Vergleich zu den Gewichtsverlusten bei Maissilage nach 14 und 30 Tagen Silierung

Item	Tag 14	Tag 30
Trockenmassegewicht (g)	250	260
Gasvolumen (l/100 g TM)	0,76	0,73
CO ₂ volume (l/100 g TM)	0,44	0,46
Gewichtsverlust (%)	0,60	0,71
TM % nach dem Silieren (%)	41,1	42,2
Trockenmassegewicht nach dem Silieren (g)	241	257,5
TM Gewichtsverlust (g)	9	2,5
TM Gewichtsverlust (g/ 100 g TM)	3,6	0,96
CO ₂ Verlust (g/ 100 g DM)	0,86	0,90

4 Diskussion

Es ist zu vermuten, dass einer der beiden Werte der TM-Gewichtsverluste fehlerbehaftet ist. Ein späterer Öffnungstag muss mindestens die gleichen Verluste oder höhere Verluste im Vergleich zum früheren Öffnungstag haben. Die gemessenen CO₂-Verluste sind geringer als die anhand der Gewichtsunterschiede und des TM-Gehalts berechneten TM-Verluste nach 14 und marginal nach 30 Tagen Silierung. Ein Grund für die geringeren CO₂ Verluste könnte sein, dass ein Teil des CO₂ nicht flüchtig war, sondern in der Wasserphase der Silage gelöst wurde. Generell ist es offensichtlich, dass der Vergleich von Gewichtsverlusten und der direkten Messung von CO₂ von der Genauigkeit des gemessenen Parameters wie der TM abhängt.

5 Schlussfolgerungen

Die in dieser Studie angewandte Methode zum Auffangen des freigesetzten Gases während der Lagerphase und die anschließende quantitative und qualitative Gasanalyse mit Gaszähler und Gastrommelzähler haben sich im Labormaßstab als praktikabel erwiesen. In einem nächsten Schritt soll untersucht werden, ob verschiedene Siliermittel die CO₂-Freisetzung im Gegensatz zu unbehandelten Silagen beeinflussen. Außerdem soll das Verfahren auch für andere Substrate wie z.B. Grassilage etc. getestet werden.

Literatur/Quellen

- Emery, I., Mosier, N. (2012): The impact of dry matter loss during herbaceous biomass storage on net greenhouse gas emissions from biofuels production. *Biomass and Bioenerg.* 39, 237-246.
- Taube, F. (2012): Pflanzliche Erzeugung im Klimawandel: Auswirkungen und Anpassungen aus der Sicht der Graslandwirtschaft.
- Klimawandel und Extremwetterereignisse: ein Problem für die Landwirtschaft? Wiss. Tagung Dachverband Agrarforschung (DAF), Nov. 2012, Braunschweig, 55-68.
- Weissbach, F., Kuhla, S., 1995. Stoffverluste bei der Bestimmung des Trockenmassegehaltes von Silagen und Grünfütter: Entstehende Fehler und Möglichkeiten der Korrektur. *Übersichten zur Tierernährung*, 23, 189-214.

Kontakt

Nicole Lau

ISF GmbH

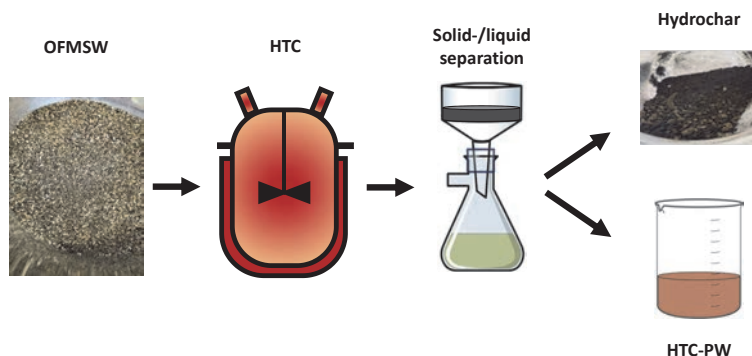
Wiesenweg 32, 23812 Wahlstedt

✉ nicole.lau@is-forschung.de

Hydrothermal Carbonization of the Organic Fine Fraction from Mechanical Biological Treatment from Municipal Solid Waste

Abstract: Mechanical-biological treatment (MBT) is an important method of treating municipal waste and municipal-type industrial waste in Germany. During mechanical treatment, the collected waste is first divided into a recyclable, high calorific value fraction, a non-recyclable fraction and an organic fraction. The separated fine fraction partly contains inorganic substances and is then stabilised by biological processes. One treatment option for stabilisation is anaerobic digestion, the other is rotting. The biologically stabilised material does not meet the requirements for agricultural use and is therefore recycled in landfills or incineration plants. An innovative method to handle the fine fraction and close this loop could be Hydrothermal Carbonization (HTC). HTC as valorisation technology is suitable for the utilisation of moist municipal and industrial organic waste such as sewage sludge but also food waste among others. During HTC, the waste and biomasses are converted into a lignite-like hydrochar. Accordingly, this study evaluates the calorific value of the produced hydrochar from municipal mixed waste. The samples were taken from an MBT plant in Rostock (Mecklenburg Western-Pomerania, Germany). The HTC process was performed at two temperatures (200 °C and 220 °C) and two residence times (30 and 120 minutes). The approximate analysis shows that the collected samples have 43% moisture, 32.18% ash and 24.8% organic dry matter. The results show a higher evaluation rate with increasing temperature and residence time. Based on the results, the coal obtained with 20% DM at 220 °C for 120 minutes has a higher heating value of 9.7845 MJ/kg despite the increase in temperature and solids content.

Graphical abstract:



Zusammenfassung: Die mechanisch-biologische Behandlung (MBA) ist in Deutschland eine wichtige Methode zur Behandlung von Hausmüll und hausmüllähnlichen Gewerbeabfällen. Die gesammelten Abfälle werden in der mechanischen Behandlung zunächst in eine verwertbare, heizwertreiche, eine nicht verwertbare und eine organische Fraktion aufgeteilt. Die abgetrennte Feinfraktion enthält teilweise anorganische Stoffe und wird anschließend durch biologische Prozesse stabilisiert. Eine Behandlungsmöglichkeit zur Stabilisierung ist die anaerobe Vergärung, die andere die Verrottung. Das biologisch stabilisierte Material erfüllt nicht die Voraussetzungen für eine landwirtschaftliche Nutzung und wird daher auf Deponien oder in Verbrennungsanlagen verwertet. Eine innovative Methode zur Behandlung und Verwertung der Feinfraktion und zur Schließung dieses Kreislaufs könnte die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) sein. Die HTC als Verwertungstechnologie eignet sich für die Verwertung feuchter kommunaler und industrieller organischer Abfälle wie Klärschlämme, aber auch Lebensmittelabfälle und andere. Bei der HTC werden die Abfälle und Biomassen in eine braunkohleartige HTC-Kohle umgewandelt. Dementsprechend wird in dieser Studie der Heizwert der aus kommunalen Abfällen erzeugte Kohle bewertet. Die Proben wurden aus einer MBA-Anlage in Rostock (Mecklenburg-Vorpommern, Deutschland) entnommen. Der HTC-Prozess wurde bei zwei Temperaturen (200 °C und 220 °C) und zwei Verweilzeiten (30 und 120 Minuten) durchgeführt. Die ungefähre Analyse zeigt, dass die gesammelten Proben 43% Feuchtigkeit, 32,18% Asche und 24,8% organische Trockensubstanz aufweisen. Die Ergebnisse zeigen zudem eine höhere Bewertungsrate mit steigender Temperatur und Verweilzeit. Die Ergebnisse zeigen, dass die mit 20% TS bei 220 °C und einer Verweilzeit von 120 Minuten gewonnene Kohle trotz der Erhöhung der Temperatur und des Feststoffgehalts einen Brennwert von 9,7845 MJ/kg aufweist.

1 Introduction

In Germany, direct landfilling of municipal solid waste (MSW) has been prohibited since 2005. Instead, separate collection services are offered for different fractions of the waste and the residual waste is pre-treated before final disposal in order to recover materials and energy. The most common technology used for this pre-treatment is mechanical biological treatment (MBT), which involves breaking down the waste and separating out recyclable materials. Approximately 5-10% of these recyclables are then sold on domestic and foreign markets. Non-recyclable materials are used as alternative fuels in the cement industry and power plants, while biodegradable fractions are converted into inert or stable compounds using composting and anaerobic technologies. The final product of these processes is disposed of in landfill or incineration plants. A viable solution to circulate this scheme is the carbonization of organic waste or the final product of MBT.

Hydrothermal carbonization (HTC) is one of the processes that can be used for the synthesis of carbon compounds in a wide range of applications (Zhao et al. 2014). During this thermochemical process, the three main phases are formed: solid, liquid, and gas, which have different properties depending on the type

of biomass and the reaction conditions including temperature, residence time, and pressure. The hydrothermal carbonization process generally takes place at a temperature between 180 °C and 280 °C and under autogenous pressure (Funke and Ziegler 2010). The resulting solid product is referred to as hydro char and exhibits lignite-like properties. HTC is a promising technology for the conversion of municipal and industrial organic waste into useful products. One of the benefits of HTC is that it takes place in an aqueous environment, eliminating the need for drying the waste biomass. This feature makes HTC an attractive option for utilizing the organic fraction of the residual stream of municipal solid waste. Currently, Mechanical biological treatment (MBT) is the most common technology used for the pre-treatment of this waste stream. However, the recovered biodegradable fractions are often converted into inert or stable compounds, and the final product is disposed of in landfill or incineration plants. With HTC, organic waste can be transformed into valuable products, which can be used for energy generation or as soil amendments. Therefore, HTC offers a promising alternative for closing the loop.

Despite the promising potential of HTC technology, its application on an industrial scale has not yet been established. One of the reasons for this is the challenge of ensuring the quality of hydro char produced and treatment of the process water, which is the main by-product of the process. In the case of organic fraction of municipal solid waste (OFMSW), several studies have been conducted in recent years to investigate the effectiveness of the technology. However, the results of different studies vary considerably in terms of both hydro char and process water properties (Aurnob et al. 2022; Magdziarz et al. 2021; Aragon-Briçño et al. 2022). The findings suggest that temperature has the highest effect on the quality of the hydro char, with the best results being obtained at temperatures between 200 and 220°C (Ghasemzadeh et al. 2022). Additionally, longer retention times generally result in better outcomes (Lucian et al. 2020).

The focus of this study is the HTC of OFMSW in the northern part of Germany. It aims to examine the properties of generated hydro char and process water at the optimum temperature and retention time in comparison to the previous works.

2 Material and methods

2.1 Material and analysis

The organic municipal waste as intended biomass was used in this article through sampling from mechanical and biological treatment plant (MBT) in Rostock (Mecklenburg Western-Pomerania, Germany). 4 kg of sample was taken in a closed bucket and transported directly to the laboratory. The OFMSW after being received in the laboratory is stored in the refrigerator at 4 °C. Before HTC, the proximate and ultimate analyses were conducted using a 120-gram refrigerated sample.

First, moisture/dry matter (DM), ash, oDM and fixed-C were determined. Another analysis used in this study is the Ultimate analysis. In this analysis, a quantitative analysis is performed by identifying the elements (C, N, O, H, S) in the sample. In addition to these two analyses, other important parameters (calorific value, TS, TC, TOC) were measured for better investigation. Based on the analyses, the quality of OFMSW before the conversion process and Hydrochar afterwards can be discussed.

2.2 Hydrothermal Carbonization of OFMSW

A Parr 4523 series reactor was used in the laboratory to carbonize organic waste (see figure 1). The HTC was performed without stirrer in a 1-liter cylinder, a 2 kW heating coil and a pressure and temperature sensor. The heating coil is controlled by a Parr 4848 PID reactor controller, which operates based on inherent pressure. As the temperature increases (depending on the contents of the vessel), the pressure also increases, with a maximum threshold of 138 bars.

HTC was carried out in two different scenarios and resultant products were recovered and analyzed. An overview of the experimental methodology is provided in table 2. The investigation was carried out by charging the reactor vessel with 500 grams of OFMSW and deionized water. This includes in gr OFMSW and gr of water in S1 and gr OFMSW and gr water in S2, respectively. The OFMSW was used directly for the HTC procedure without prior preparation. In both scenarios before starting the investigation, OFMSW and co-substrate were mixed inside the reactor to form a homogeneous slurry, and the initial pH of the mixed feed-stock slurry was recorded.

Table 1: HTC conditions in experimental trials

Trail	Temperature [°C]	Retention time [min]
Pre-trials	200	30
	200	120
	220	30
	220	120
Main trials	230	30
	230	120
	240	120

The OFMSW slurry (figure 2) was hydrothermally carbonized with a retention time of 0.5 and 2 h at a temperature of 200 and 220 C in S1 and 230 and 240 C in S2, respectively. An autogenic pressure was generated during the process. After the HTC, the reactor was cooled to room temperature without any additional cooling mechanism. Later, solids and liquids were separated from the HTC slurry and further analysis was carried out.



Fig. 1: HTC reactor (Parr 4523)a



Fig. 2: Input material (OFMSW) for HTC trials

2.3 Product recovery and analysis

The final pH of the HTC-slurry obtained after HTC of sewage sludge was noted, and the resulting hydrochar and process-water were separated by using a vacuum filtration apparatus. Vacuum filtration was carried out at the constant process conditions using a top-feeding procedure in a Büchner funnel. After solid/liquid separation of the hydrochar sludge, both the solid (hydrochar) and liquid phase (process water) were analysed. After adequate preparation of the samples, DM, moisture, oDM, ash, calorific value, N- and C in % and TOC were determined. Each analysis was carried out three times.

3 Results

The results of the proximate and ultimate analysis of OFMSW are presented in Table 2. The moisture content was determined to be 42.33%, leaving behind the total solids content of 56.99%. The analysis also demonstrates lower ash content of 32.18% DM and higher volatile solids (VS) of 61.46% DM, which was consistent with the previous body of literature. The higher heating value (HHV) was observed at 10.163 MJ/kg resulting from a relatively high fraction of the amount of green waste with high carbon and low nitrogen content.

Table 2: Analysis of the input material (OFMSW)

	Moisture	DM (%)	oDM (%)	Ash (%)	HHV (MJ/kg)	TC (%)	TOC (%)	C (%)	N (%)
Sample 1	43.00	56.64	27.26	29.38	10,716.00	21.01	19.63	0.83	23.00
Sample 2	42.00	57.05	23.57	33.46	9,662.00	24.78	23.11	0.82	23.09
Sample 3	42.00	57.27	23.57	33.70	10,111.00	21.91	22.14		
Mean	42.33	56.99	24.80	32.18	10,163.00	22.57	21.63	0.83	23.05

After HTC, the input of the trials with 2 h retention time was carbonized into a solid hydro char that had a nutlike scent and was brownish-grey in colour. The physical characteristics of the hydro char that was produced suggested that it had a consistent composition and could be easily formed into dense pellets. The fuel properties of the generated hydro char were assessed using the proximate analysis and HHV (Table 3). The HHV of the hydro char produced in this study ranged from 7.255 to 9.785 MJ/kg, which is lower than the findings of past studies that showed the fuel properties of hydro char produced using OFMSW.

Table 3: Proximate analysis and heating value of hydrochar produced

Temperature	Time	VS (%)	Ash (%)	FC (%)	HHV (MJ/kg)
200	30	31.49	67.7	4.91	7.76
200	30	28.01	71.32	4.27	8.23
220	120	34.87	64.44	9.91	7.35
220	120	35.42	63.51	4.79	9.73

Table 4: Analysis of the process water

Temperature	Time	pH	COD (mg l ⁻¹)	VFA (mg l ⁻¹)	TOC (mg l ⁻¹)	N (mg l ⁻¹)	NH ₄ -N (mg l ⁻¹)	Phenol (mg l ⁻¹)
200	30	5.86	39.6	11920	1.436	1.26	359	164.0
200	30	5.76	36.2	14068	1.325	1.19	229	203.1
220	120	5.69	39	15080	1.391	1.19	247	189.6
220	120	5.83	38.8	14955	1.376	1.18	268	240

Table 4 depicts the chemical properties of processed water. The obtained results showed a slightly acidic pH. The organic load of the process waters was largely low, specifically, the low COD concentrations were not comparable with other studies, possibly due to the pre-treatment of feedstock in the MBT facility. HTC temperature below 250 results in a slower rate of lignin conversion, which lowers phenol content.

4 Discussions

The main objective of the study was to convert organic fine fraction waste from MBT process during hydrothermal carbonisation into a fuel (hydrochar) to reduce the amount of waste that entering the landfill system and to produce a valuable product. A lot of research has already been done with other biomasses in the HTC process that can be used to produce valuable products. In this study, hyd-

rochar obtained from organic waste was investigated. Initially, following the working process of other articles and finding the best solution, four experiments were conducted as preliminary tests. Therefore, biomass with DM 20% was investigated at two different temperatures of 200 °C and 220 °C and two residence times of 30 and 120 minutes. The results show that the calorific value and carbon content of hydrochar at a temperature of 200 °C is much lower than the biomass. At 220 °C it was much higher than 200 °C. The value of other important parameters for checking the quality of hydrochar showed that time had no significant influence. This is because when examining the results, one can that increasing the time at each temperature did not have the same effect, but the temperature did but the temperature had a very significant effect on this process. It played a key role because increasing the temperature in a certain time had a positive effect and led to a positive effect and led to noticeable changes. For example, the amount of Fixed-C in the Hydrochar increased significantly compared to before. The moisture content of the Hydrochar compared to the biomass has decreased significantly. A large amount of TOC remains in the Hydrochar. The ash content has almost doubled. The nitrogen content has decreased. However, oDM is almost constant and in some cases even more, which is acceptable for the Hydrochar according to the amount available. As volatiles are acceptable to some extent in the Hydrochar and it produces more flame during combustion. With this amount, there is no need for a special filter.

The best condition of each parameter was largely observed at 220 °C with DM 20%. Therefore, it was decided to conduct the main tests at higher temperatures (230 °C and 240 °C) but simultaneously. In addition, the solids loading was to be tested as another influencing factor. For this reason, the solid loading percentage was changed from 20% to 30%. Exceptional results were obtained. Carbon content, calorific value and energy efficiency were not higher for the DM 30% hydrochar than for the DM 20% -hydrochar. But the results were almost close to each other in each case.

Despite the decrease in mass yield with increasing temperature, energy efficiency and calorific value increase (Putra et al. 2018, Stoberneck et al. 2020). These results are related to the findings of the article by Putra et al. (2018). The best energy efficiency for hydrochar is achieved at DM 20%, a temperature of 220 °C and a time of 120 minutes. However, at DM 30% and a temperature of 230 °C for 30 minutes, the energy efficiency and calorific value are higher. Thus, following the results of other articles, it can be said that in the experimental series with lower solids loading, a low temperature leads to an increase in coal yield, but this increase brings lower energy density and calorific value (Lohri et al. 2018, Stoberneck et al. 2020, Putra et al. 2018). Consequently, the most effective operating parameter for DM 20% is temperature. The amount of temperature increase and decrease is directly related to the hydrochar quality in DM 20%.

However, this relationship reverses at DM 30%. This is due to the fact that the energy production decreases when the temperature is increased for the same time. The remarkable point in the series of experiments for DM 30% is the influence of time. With a shorter residence time, the heat value and the energy yield are observed over 120 minutes. It can be concluded that both time and temperature influence the quality of the hydrochar.

5 Conclusions

In summary, the findings indicate that hydrochar generated at a temperature of 220° C for 2 hours has greater energy content. However, an increased proportion of garden waste in the waste residue adversely affects the fuel characteristics of the char. Whereas, the pre-treatment phase in the MBT contributes to reducing organic load of process water.

References

- (1) Aragon-Briceño, Christian; Pożarlić, Artur; Bramer, Eddy; Brem, Gerrit; Wang, Shule; Wen, Yuming et al. (2022): Integration of hydrothermal carbonization treatment for water and energy recovery from organic fraction of municipal solid waste digestate. In *Renewable Energy* 184, pp. 577-591.
- (2) Aurnob, A. K. M. Kazi; Arnob, Assame; Kabir, Kazi Bayzid; Islam, Md. Saiful; Rahman, Md. Mominur; Kirtania, Kawnish (2022): Hydrothermal carbonization of biogenic municipal waste for biofuel production. In *Biomass Conv. Bioref.* 12 (1), pp. 163-171.
- (3) Funke, A. and Ziegler, F. (2010): Hydrothermal Carbonization of Biomass: A Summary and Discussion of Chemical Mechanisms for Process Engineering. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*, 4, 160-177.
- (4) Ghasemzadeh, Reza; Abdoli, Mohammad Ali; Bozorg-Haddad, Omid; Pazoki, Maryam (2022): Optimizing the effect of hydrochar on anaerobic digestion of organic fraction municipal solid waste for biogas and methane production. In *Journal of environmental health science & engineering* 20 (1), pp. 29-39.
- (5) Lohri, C. R. (2018). Improving the energy-related aspects of biowaste treatment in an experimental hydrothermal carbonization reactor. *Waste and biomass valorization*, 9(3), 429-442.
- (6) Lucian, Michela; Volpe, Maurizio; Merzari, Fabio; Wüst, Dominik; Kruse, Andrea; Andreottola, Gianni; Fiori, Luca (2020): Hydrothermal carbonization coupled with anaerobic digestion for the valorization of the organic fraction of municipal solid waste. In *Bioresource technology* 314, p. 123734.
- (7) Magdziarz, Aneta; Mlonka-Mędrała, Agata; Sieradzka, Małgorzata; Aragon-Briceño, Christian; Pożarlić, Artur; Bramer, Eddy A. et al. (2021): Multiphase analysis of hydrochars obtained by anaerobic digestion of municipal solid waste organic fraction. In *Renewable Energy* 175, pp. 108–118.
- (8) Putra, H. E. (2018). Hydrothermal carbonization of biomass waste under low temperature condition. In *MATEC Web of Conferences* , (S. (Vol. 154, p. 01025)). In *MATEC Web of Conferences* . EDP Sciences.

- (9) Stobernack, N. M. (2020). Evaluation of the energetic and environmental potential of the hydrothermal carbonization of biowaste: Modeling of the entire process chain. *Bioresource Technology*, 318, 124038.
- (10) Stobernack, N. M. (2020). valuation of the energetic and environmental potential of the hydrothermal carbonization of biowaste: Modeling of the entire process chain. *Bioresource Technology*, 318, 124038.
- (11) Zhao, P. S. (2014). Clean solid biofuel production from high moisture content waste biomass employing hydrothermal treatment. *Applied energy*, 131, 345-367.

Acknowledgements

The basic results of this paper are based on the master's thesis of Saeideh Kiani and were funded by Tommy Ender's PhD project. We would like to thank Saeideh for her dedicated work and help in the area of HTC of OFMSW.

Contact

M.Sc. Tommy Ender, Research Associate

University of Rostock
Faculty of Agricultural and Environmental Sciences
Department of Waste and Resource Management

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49 (0)381.498-3417 | ✉ tommy.ender@uni-rostock.de
🌐 www.auf.uni-rostock.de/professuren/a-g/aw

Biogas im Strommarkt:

Geschäftsmodelle für biogene Speicherkraftwerke und wie sie ökonomisch funktionieren

Einleitung

Nach der kriegsbedingten Energiepreiskrise kommt die Ampel-Regierung und das grün geführte Wirtschafts- und Klimaministerium auch mit der Wärmewende in Gang:

Gebäude-Energie-Gesetz (GEG), Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) und kommunale Wärmeplanung (kWP) stehen für Gesetzesvorhaben, mit denen endlich auch die Gebäudeheizung aus den fossilen Energien aussteigen soll.

Der Ausbau erneuerbarer Energien wurde schon mit dem Osterpaket 2022 deutlich beschleunigt. Das Ziel wurde auf 80 % erneuerbare Erzeugung bis 2030 hochgesetzt, berechnet auf eine wachsenden Strommenge. Abgeleitet daraus sollen 115 MW Windanlagen onshore, 30 GW offshore und 215 MW PV ans Netz gehen – eine Verdoppelung bis Vervielfachung der bisher installierten Leistung. Gleichzeitig wurden die letzten nuklearen Kraftwerke abgeschaltet und weitere Steinkohleanlagen stillgelegt.

Nach dem Inflationsschub des Jahres 2022 wurden die Gebotshöchstwerte für die Ausschreibungen von Wind und PV im EEG um 25 % angehoben, Erleichterungen in den Genehmigungsverfahren auf den Weg gebracht.

Im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem diskutiert die Bundesregierung nun auch, mit welchen Kraftwerken die Residuallast erzeugt werden soll, wenn Wind und Sonne zeitweilig keinen Strom liefern.

Erneuerbare senken die Strompreise, gleichzeitig wird Spitzenstrom immer wertvoller

Je mehr erneuerbare Erzeugung, desto größer die zeitliche Dynamik des Angebots. Die Bandbreite der Einspeiseleistung dominiert zunehmend auch die Höhe der Residuallast, also die Deckungslücke zwischen EE und dem jeweiligen Bedarf im deutschen Stromnetz. Der Ausgleich ist durch Im- und Exporte oder durch Stromspeicher allein nicht leistbar. Zunehmend werden erzeugungsnahe Flexibilitäten erforderlich.

Benötigt werden einerseits angebotsgesteuerte Verbraucher, die Stromüberschüssen möglichst verwerten, um die EE-Ernte nicht durch Abregelungen vernichten zu müssen (negative Flexibilitäten). Neue Nachfrager, wie Wärmepumpen oder Ladestationen werden noch oft ohne zeitliche Flexibilität installiert und drohen damit sogar, die Residuallast weiter zu steigern.

Zudem werden Erzeuger für diese wachsenden Deckungslücken benötigt. Die bisherigen konventionellen Kraftwerke (Kohle und Kernkraft) wurden oder werden in großem Umfang stillgelegt. Investitionen in neue regelbare Kraftwerke sind nur in kleinem Umfang erkennbar.

Steuert das deutsche Stromsystem auf Zeiten mit potenziellen Deckungslücken, oder zumindest mit extremen Knappheitspreisen? Dies will die Bundesregierung vermeiden und hat Anfang 2023 empfohlen, 25 GW neue gesicherte Kraftwerksleistung zu installieren. Damit das zu den Klimaschutzzielen passt, sollen diese Kraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden können. Da noch kein grüner Wasserstoff verfügbar ist, genügt dem Gesetzgeber zunächst das Etikett „Wasserstoff-ready“.

Neustart der Energiewende – ohne Biogas

Aus volkswirtschaftlichen und politischen Gründen wäre eine Weiterentwicklung der Biogasanlagen zu flexiblen Speicherkraftwerke sinnvoll – ob das für die Regierung ausreichend erkennbar ist, um es im EEG 2023 oder 2024 zu verankern, wird die kommende Zeit zeigen.

Mit der Weiterentwicklung zu Speicherkraftwerken kann an Biogasanlagen ein großer Teil der „modernen Gaskraftwerke“ installiert werden, deren Bau die Bundesregierung mit der Kraftwerksstrategie 2026 plant. Diese gesicherte Kraftwerksleistung soll die Stilllegung von Kern- und Kohlekraftwerken ausgleichen.

Durch die Effizienz solcher KWK-Anlagen können Biogas-Speicherkraftwerke die 1,5-fache Menge Erdgasimporte ersetzen. Sie tragen damit auch zu weniger Importabhängigkeit bei.

Bisher fehlt von der Ampelkoalition noch eine Anpassung der Ausbauziele für Biogas. Noch von der alten Regierung stammt eine Festlegung auf maximal 8,4 GW installierter Leistung für Strom aus Biomasse insgesamt. Es steht aber auch die Flexibilisierung an, also die stetige Abnahme der Kraftwerkseinsatzzeiten, um im Netz Platz für die nicht steuerbaren Energien zu machen. Bei gleichbleibender installierter Leistung bedeutet das eine stetige Minderung der erzeugten Strommenge.

Würde man wie bei der Erdgas-KWK bis 2030 auch die Biogas-KWK-Anlagen auf 2.500 Betriebsstunden reduzieren, dann nimmt die verstromte Biogasmenge um mehr als die Hälfte ab. Auch die ausgeschriebene installierte Leistung für

Biogas-BHKW wurde 2021 nur kurzzeitig von 300 auf 600 MW/Jahr erhöht und sinkt nun stetig wieder auf 300 MW/Jahr ab. Zudem wurde der Maisdeckel weiter abgesenkt und ein unerträglich bürokratischer Nachweis der Nachhaltigkeit eingeführt. Die Gebotshöchstwerte wurden um 10 % angehoben. Dies reicht jedoch nicht aus, um die aktuellen Kostensteigerungen auszugleichen.

In Summe sind die bisherigen Rahmenbedingungen ungenügend, um auch nur die derzeitige Biogasmenge am Netz zu halten.

Noch immer macht die faktische Gesetzgebung der Bundespolitik im EEG den Eindruck, Biogas lieber verhindern zu wollen, als die Weiterentwicklung zu ermöglichen und zu fördern.

Gute Idee, praxisfern gescheitert: Biomethan-Peaker

Schon lange hält sich die Idee, das erzeugte Biogas effizienter zu nutzen, indem man es aufbereitet, durch Erdgasnetz durchleitet und andernorts zu beliebigen Zwecken anstelle von Erdgas einzusetzen. Was der verbreiteten Verstromung in BHKW ohne effiziente Wärmenutzung vorbeugen sollte, hat sich als Fehlschlag herausgestellt:

In hochflexiblen Biomethan-Anlagen sollten nur 15 % der Leistung tatsächlich genutzt werden, um sie ggfs. für das Redispatch insbesondere in der Südregion einsetzen zu können. Das entspricht Betriebszeiten von maximal 1.314 Stunden im Jahr, seit dem Osterpaket 2022 sogar nur noch maximal 876 Stunden.

Die Ausschreibung dieser Anlagen (Biomethan-„Peaker“) war 2021 mit knapp 150 MW zunächst erfolgreich – die BNetzA hatte auf eine vorherige BImSch-Genehmigung verzichtet und Gebote in ganz Deutschland zugelassen.

2022 waren erneut 150 MW ausgeschrieben, diesmal allerdings mit BImSch-Pflicht, nur in der Südregion und auf 10 % Bemessungsleistung reduziert.

Prompt wurden nur 3,5 MW geboten und bezuschlagt – ein Desaster. Im EEG-Osterpaket 2022 war das Ausschreibungsvolumen für Biomethan-„Peakern“ ab 2023 noch auf zwei Mal 300 MW verdoppelt worden. Wegen der drohenden Unterzeichnung wurde es aber kurz vor dem ersten Gebotstermin 2023 auf nur noch 20 MW abgesenkt.

Ein weiterer Rückschlag traf das Biomethan-Konzept:

RED II: Biomethan wäscht mobile Verbrennungsmotoren grün

Die Renewable Energy Directive (RED II) verlangt von Inverkehrbringenden fossiler Treibstoffe den Nachweis verringerter THG-Emissionen. Diese Anforderung wurde mit dem Fit-for-55-Programm auf 25 % Minderung bis 2030 verschärft.

Da Motoren mit fossilem Gas immer CO₂ freisetzen, dürfen Importeure diese Verpflichtung mit zugekauften THG-Minderungszertifikaten nachweisen, z.B. durch den Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor. Seitdem sind die Preise für solche Nachweise drastisch gestiegen – insbesondere für güllestämmiges Biogas, für das Verwender wegen der Emissionsminderung in der Tierhaltung eine doppelte THG-Minderungsgutschrift erhalten.

Viele Biogasbetreibende gehen diesen verlockend einfachen Weg und planen, ihr Biogas an das öffentliche Gasnetz anzuschließen. Für etwa die Hälfte der 2021 bezuschlagten Peaker-Projekte wurden daraufhin die Lieferzusagen für das Biomethan zurückgezogen. Die Projekte wurden gestoppt und werden voraussichtlich nicht mehr gebaut.

Vor allem Betreiber mit langfristigen Plänen wollen sich nicht auf eine Markt rallye aufgrund regulatorischer Sondersituationen verlassen – allzu schnell können diese wieder zurückgenommen werden. Zudem gilt, dass etwa drei Viertel der Biogasanlagen in Deutschland so klein sind und so weit weg vom Gasnetz stehen, dass der Gasnetzanschlusses unzumutbar teuer wäre. Betreiber, die ihre Anlagen dennoch ans Gasnetz anschließen lassen wollen, stehen mittlerweile bei den Netzbetreibern Schlange und müssen jahrelang darauf warten.

Es gibt weitere gute Gründe, das wertvolle Biogas nicht erst zu Biomethan zu verarbeiten und durch das Gasnetz zu schicken, sondern vor Ort zu Strom und Wärme zu veredeln: Die Aufbereitung und Einspeisung kostet Energie und Geld, die Verstromung sichert Wertschöpfungspotenziale im ländlichen Raum, das Speicherkraftwerk sorgt für eine strukturelle Aufwertung.

Strom und Wärme aus Biogas: mühsam, aber lohnend

In 2022 hat der Krieg in der Ukraine und der drohende Versorgungsmangel alle Energiepreise in ungeahnte Höhen getrieben. Schon traditionell betriebene Biogasanlagen kamen 2022 praktisch ohne EEG-Förderung aus. Doch die gestiegenen Erlöse wurden jedoch schnell durch höhere Kosten für Dünger, Substrate, Maschinenbauteile und Servicekosten wieder aufgefressen.

Auch die Wärmeerlöse bei neuen Wärmenetzen und auch die Bandbreite der Preise wuchsen dramatisch. Flexible Erzeuger, also Biogasanlagen mit großen Gasspeichern, die ihre vergrößerten BHKW nur noch in den Zeiten hoher Preise betreiben, profitierten daher zusätzlich von hohen Spitzenstrompreisen. Auch die Wärmepreise stiegen teilweise drastisch.

In Wärmenetzen sind die Preise meist langfristig festgelegt oder können nur im Rahmen von indexierten Wertsicherungsklauseln verändert werden. Daher konnten allenfalls bei neu abgeschlossenen Verträgen deutlich höhere Erlöse erzielt werden. Viele Wärmeabnehmer wissen seitdem zu schätzen, dass Wärme aus Biogas große Kostenvorteile haben kann. Bei vielen Abnehmern hat

sich eine deutlich verbesserte Wertschätzung entwickelt.

Inzwischen ist die Mangellage überwunden, die Großhandelspreise sind nahezu auf ein Normalmaß zurückgekehrt. Doch es bleibt eine tiefsitzende Verunsicherung zurück.

Hinzu kommt das Gebäude-Energiegesetz, das erstmals die unumgänglichen Konsequenzen aus dem Klimaschutz deutlich macht: Alle fossilen Heizanlagen müssen entweder auf regenerative Energien umgestellt, oder stillgelegt werden. Vielleicht nicht sofort, aber ganz sicher irgendwann in den kommenden Jahren.

Dadurch wächst das Interesse an einer sicheren, postfossilen Wärmeversorgung nachhaltig. Viele Menschen, insbesondere kommunale Verantwortungsträger, fragen nun nach einer Versorgung aus Biogaswärme.

Die Bundesregierung hat zudem angekündigt, die Länder auf die Einführung einer verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung festzulegen. Eine Biogasanlage in der Nähe, deren Wärme nicht schon vollständig verwertet wird, ist für jede Gemeinde ein wirklicher Glücksfall, da diese langfristig und zuverlässig Wärme zu gesicherten Preisen liefern kann.

Aus dieser veränderten Marktlage für Strom in Hochpreiszeiten und für die lokale Wärmeversorgung resultiert eine verbesserte Geschäftsperspektive für neue Biogas-Speicherkraftwerke.

Was macht die Speicherkraftwerke aus?

Die Biogasanlage wird maximal flexibilisiert, um höchsten Markterlöse für den Strom zu erzielen, die Motoren minimal abzunutzen. Dies wird mit der höchstmöglichen Förderung (Flexibilitätsprämie, Flexibilitätzuschlag) finanziert. Wenn die Flexibilisierung nicht (mehr) an der Bestandsanlage möglich ist, kann ein neuer Satellit helfen. Im Rahmen der Ausschreibung wird ein Satellit als Neuanlage gesehen und kann 20 Jahre EEG-Förderung beanspruchen. Das ist für die langfristige Finanzierung des Wärmenetzes wichtig.

Biogasanlagen haben mit der Wärmeverwertung eine zunehmend wichtige Erlösponente. Dort, wo die Wärme benötigt wird, also entweder am Standort der Biogaserzeugung, oder am Standort eines Satelliten-BHKW wird das Speicherkraftwerk gebaut: BHKW, Gasspeicher, Großwärmepuffer. Wo sie fehlt, kann die Wärmenutzung im Umkreis von sogar über 10 km durch einen Satellitenstandort erschlossen werden.

Das SKW übernimmt die Vollversorgung des Nahwärmenetzes. Das Netz kann von der Gemeinde, von einer Bürger-Wärmegenossenschaft, von einem Energieversorger oder von der Biogasanlage selbst betrieben werden.

Der große Wärmespeicher ist die Grundlage für Versorgungssicherheit, für die Flexibilität der Stromerzeugung und zur Integration weiterer Wärmequellen: Wärme aus Überschussstrom (PtH), gewerbliche Abwärme, Solarthermie, Großwärmepumpe, Elektrolyseur. Damit wird die Reichweite des Wärmenetzes gesteigert.

Der Umbau zahlt sich an mehreren Stellen aus: Strom in Zeiten mit wenig Wind und Sonne wird immer wertvoller.

Die tatsächlichen Zusatzerlöse sind abhängig vom Grad der Überbauung des BHKW, von der Speicherreichweite und von der Qualität der Fahrplangestaltung.

Ein hochwertiger Fahrplan setzt voraus, dass der der Fahrplanverantwortliche einen digitalen Zwilling erzeugt, in dem die Biogaserzeugung, die Speicherräume, der Wärmebedarf und die Charakteristika der BHKW abgebildet und die täglichen Wetter- und Spotmarktprognosen eingelesen werden. Damit kann der optimale Betriebszeitraum des BHKW recht genau bestimmt werden. Dieser Fahrplan wird täglich am Vormittag werden und in die day-ahead-Auktion am Spotmarkt eingestellt. Danach kann der Direktvermarkter im Intradayhandel noch weitere Erträge erzielen, indem er auf kurzfristige Angebote und Nachfragen reagiert – bis wenige Minuten vor dem Erfüllungszeitpunkt.

Hat Biogas eine relevante Größenordnung?

Das Biogas wird dann nur noch in Zeiten hoher Residuallast, mit wenig Wind und Sonne, umso intensiver verstromt. Zusätzliche BHKW bringen die drei- bis fünffache Leistung, mit der die Biogasanlage an 1.000 bis 3.000 Jahresstunden einspeist. Aus knapp vier GW Biogasstrom können so 15 GW „moderne Gaskraftwerke“ entstehen, die bedarfsgesteuert schnell verfügbar sind. Mit Erschließung der ungenutzten Substratpotenziale kann es doppelt so viel werden.

Die Energievorräte dieser Speicherkraftwerke setzen sich zusammen aus dem verbrauchsfertigen Gas und den Biomassevorräten. Das fertige Biogas reicht für 300 GWh, mit gesteigerter Fütterung etwa 400 GWh – verstromt. Das ist immerhin die zehnfache Strommenge aller deutschen Pumpspeicherwerke zusammen.

Die Substratvorräte sind gespeicherte Bioenergie, die nicht schnell mobilisiert werden können. Immerhin können die Fermenter kurzfristig etwa die doppelte, manche auch die dreifache Gasmenge erzeugen. Die Substratvorräte an deutschen Biogasanlagen enthalten im Herbst etwa 75 Prozent der Jahresenergiemenge, also über 120 TWh potenzielle Energie, die im Laufe des Winters durch variable Fütterung mobilisiert werden können. Das sind vergleichbare Dimensionen wie die Vorratslager in Erdgas-Kavernenspeichern. Diese haben 237 TWh Speicherkapazität – wenn sie gefüllt sind. Im Herbst 2021, bei etwa halber Fül-

lung, waren die Energievorräte der deutschen Biogasanlagen zeitweilig größer als die des gesamten Erdgasnetzes.

Die Flexibilisierung von Biogasstrom hat zudem einen doppelten Effekt.

Es wird nicht nur zusätzliche Leistung installiert, sondern die bisherigen Dauerläufer werden abgestellt. Naturgemäß führt hohe Einspeisung von erneuerbaren Energien zu niedrigen Marktpreisen, die flexiblen Einspeiser schalten ab. Das Netz wird entlastet, die Überlastungen werden seltener. Es kann mehr Wind- und Solarstrom aufnehmen und zur Nutzung weiterleiten. Die Kosten bei Überlastungen für das Einspeisemanagement (Redispatch für Entschädigungszahlungen und Leistungsanforderungen, Countertrading) sinken.

Mehr Biogas kann große Teile der Erdgasimporte ersetzen

Der Fachverband Biogas hat die Zahlen zusammengetragen: Die heutige Menge an Biogas kann verdoppelt werden. Dafür würden die anfallenden Wirtschaftsdünger und die konsequente Nutzung der natürlichen Zersetzungsprozesse in der Landwirtschaft, einige nachhaltige Anbaukulturen, das sortierte Biogut aus der Abfallwirtschaft, sowie Grüngut aus Gärten und Landschaftspflege genügen. Diese Rohstoffe der Zukunft stehen nicht in Konkurrenz zur Ernährung.

Nachwachsende Rohstoffe kommen zukünftig aus Blühflächen (als Bienenweide), aus dem Bioanbau von Mais, Klee gras und aus anderen extensiven Kulturen (z.B. Silphie und Wildpflanzen). Blühpflanzen, Dauergrünland, Zwischenfrüchte, wiedervernässte Moorflächen (Paludikulturen) absorbieren mehr CO₂ als sie verursachen, helfen der Artenvielfalt auf die Beine und bauen obendrein Humus auf. Energieintensiv erzeugte Kunstdünger werden eingespart.

Tierfreundliche Stallhaltung mit Stroheinstreu und anschließender Vergärung minimiert den größten Emissionsrucksack der Landwirtschaft. Das im Stall genutzte Stroh liefert deutlich mehr Energie als die Gülle – und lässt weniger Methan über die Stalllüftung entweichen als derzeit. Der Mist kann in Biogasanlagen energetisch genutzt werden. Nicht nur in der Veredelung, auch beim natürlichen Abbau von Stroh und Rübenblättern, Gartenabfällen oder Naturschutzkulturen entweichen Treibhausgase. Die können in Vergärungsanlagen eingefangen und obendrein energetisch genutzt werden. Der verbleibenden Dünger wird in den natürlichen Kreislauf zurückgeführt. Stroh, das nicht auf dem Acker zersetzt wird, emittiert deutlich weniger Treibhausgase und verbessert mit der Rückführung der Gärprodukte dennoch die Bodenstruktur.

Aus Greening, GAK und GAP werden Stilllegungen, Extensivierung, Carbon Farming und Naturmaßnahmen gefördert. Es ist ein kleiner, aber wichtiger Schritt, den Aufwuchs dieser Flächen für die energetische Verwertung zuzulassen. Es liegt auf der Hand: die energetische Nutzung der Biomasse wird erheblich zu den die Kosten des nachhaltigen Umbaus der Landwirtschaft beitragen.

Die Branche würde vom Teil des Problems zum Teil der Lösung.

Der dritte große Posten sind die gärfähigen Fraktionen aus den Abfallströmen – sei es die systematische Nutzung von brauner Tonne, Lebensmittelresten oder industriellen Reststoffen. Die Abkehr von der Kompostierung zeichnet sich schon länger ab.

Wie wird eine Biogasanlage zum flexiblen Speicherkraftwerk?

Mit der Flexibilitätsprämie wird der Leistungszubau gefördert, um in kürzerer Zeit die gleiche mittlere Strommenge einspeisen zu können. Der erste Schritt ist die zusätzliche Installation von zusätzlichen großen BHKW mit einem größeren Trafo. Auch die Leitung zum Netzverknüpfungspunkt braucht stärkere Leitungskabel.

Das eigentliche Stromnetz kann die zusätzliche Leistung meist problemlos aufnehmen: Das zusätzliche BHKW wird ja nur betrieben, wenn die Preise hoch sind, also wenn wenig Wind und Sonne einspeisen und demzufolge auch das Netz wenig belastet ist. Manche Netzbetreiber meinen fälschlich, sie müssten dafür Vorsorge tragen, dass die Einspeisung jederzeit stattfinden könne, und verweisen auf weit entfernte neue Netzverknüpfungspunkte. Da auch vielen Netzbetreibern die flexible Fahrweise fremd ist, kann das in der Regel durch ein klärendes Gespräch, nötigenfalls durch eine bedingte Einspeisezusage erledigt werden.

Es werden aber auch vergrößerte Speicher für das Biogas und Wärmepuffer für die Wärmeversorgung während der Betriebspausen benötigt. Mit der Flexibilisierung wird oft auch eine Modernisierung der gesamten Anlage ausgelöst, auch wenn diese nicht unmittelbar mit der Flexibilisierung zusammenhängen. Deshalb ist die Weiterentwicklung einer Biogasanlage zu einem Speicherkraftwerk meist ein Projekt mit siebenstelligem Investitionsvolumen.

Dafür, begründet mit der Vorhaltung von ungenutzter BHKW-Leistung, zahlt der Fördergeber im ersten Förderzeitraum die Flexibilitätsprämie; im zweiten den Flexibilitätszuschlag. Diese gute Idee wurde leider im Gesetz und in der Praxis nur sehr mangelhaft umgesetzt.

Viele Betreiber haben die Flexprämie recht zögerlich genutzt oder versehentlich in Gang gesetzt. Meistens wurde sie für Ersatzinvestitionen genutzt statt zur Leistungserweiterung. Oft wurde an den Speichern gespart.

Nachdem erst seit 2022 klar ist, dass sich die echte Flexibilisierung wirklich lohnt, ist das Interesse sprunghaft gestiegen, nun doch noch ein größeres BHKW zu installieren. Doch das Förderinstrument ist aber nahezu unwirksam geworden.

Wegen Fehlern bei der Beseitigung der Deckelung der Flexibilitätsprämie mit dem EEG 2021 können derzeit nur noch wenige Betreiber die Flexibilitätsprämie im vorgesehenen Umfang nutzen. Zudem gab es 2022 einen Inflationssprung. Die Verteuerung der Investitionsgüter sollte durch eine Wertanpassung des Flexibilitätszuschlags aufgefangen werden – die 25-Prozent-Steigerung wie bei den Höchstgebotspreisen wäre angemessen und wirksam.



Abb 1: Beispiel-Speicherkraftwerk Wülfinghausen: Zubau BHKW 1,5 MW, Großwärmepuffer, Gasspeicher. Betriebszeit um 2.000 Jahresstunden

Bei Neuanlagen ist das nicht das zentrale Problem, denn der Flexzuschlag wird für Neuanlagen ganze 20 Jahre gezahlt. Hier liegt die bisherige unzureichende Gebotsmenge bei den EEG-Vergütungsausschreibungen eher an der niedrigen Gebotspreishöhe. Das könnte sich allerdings durch die größeren Erlöspotenziale am Strommarkt ändern. Neue Anlagen sind dann am wirtschaftlichsten, wenn sie von Beginn an um den Faktor 6-8 überbaut werden. Eine neue Biogasanlage, für die man mit 250 kW Bemessungsleistung rechnet, wird demnach mit einem BHKW von 1,5 bis 2 MW und entsprechend großen Speichern ausgestattet.

Die großen Wärmepufferspeicher versorgen nicht nur die bisherigen Wärmenutzer unabhängig von der BHKW-Laufzeit. Man kann ihnen auch in besonders kalten Stunden ergänzend zum BHKW Wärme entnehmen und damit sogar mehr Wärme liefern als mit einem Dauerläufer. Ein weiterer Nutzen besteht in der Option, weitere Wärmequellen zu integrieren, also deren Wärmemengen aufzunehmen und in das Netz einzuspeisen. Dazu zählt insbesondere Wärme aus Power-to-heat in Zeiten von nicht verwertbarer Stromernte. Aber auch Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und industrielle Abwärme können angeschlossen und ihre Wärme günstig in lokale Wärmenetze geliefert werden. Biogas-Speicherkraftwerke unterstützen damit die Wärmewende im ländlichen Raum.

Die Biogasgewinnung gleicht die für bäuerliche Betriebe entstehenden Verluste aus, die bei zurückgehender Tierzucht und verringerter Nachfrage nach Futterpflanzen absehbar sind.

Eine Steigerung der Energieerzeugung (aus + 60 TWh Feuerungsleistung) um je 25 TWh Strom und Wärme unterstellt: Wenn man (realistische) Preise von 15 Ct/kWh Strom und 5 Ct/kWh Wärme ansetzt, dann entspricht das einem zusätzlichen Umsatz von 5 Mrd. € pro Jahr. Hinzu käme noch eine geringfügige Förderung für die aufwändigere Bergung von manchen Reststoffen.

Welche Geschäftsmodelle für Biogasanlagen sind zukunftsfähig?

1. Vorsichtige Flexibilisierung

Viele Betreiber haben die Flexibilitätsprämie bereits genutzt, um ihre Anlage zu modernisieren. Das erste BHKW war in die Jahre gekommen und bei mehr als 80.000 Betriebsstunden machten sich viele Betreiber Gedanken über ein neues BHKW. Die Flexibilisierung bot die Gelegenheit, ein neues BHKW mit der Flexprämie zu finanzieren.

Das ältere, störanfällige und wenig effiziente Bestands-BHKW wurde möglichst stillgelegt. Der Dauerbetrieb konnte mit dem neuen BHKW fortgesetzt werden. Damit bleib man auch unter vielen Genehmigungshürden, die dem Fahrplanbetrieb entgegen standen, wie dem Verlust der landwirtschaftlichen Privilegierung (2015 abgeschafft), der BImSchG u.v.m.

In den Jahren ab 2013 war es zudem zunächst attraktiver, dem Übertragungsnetzbetreiber den Dauerläufer zur ferngesteuerten Abregelung als negative Regelleistung anzubieten, statt aufwändig in einen Fahrplanbetrieb zu investieren. Außer einem einmaligen Nachweis für den Umweltgutachter, dass beide BHKW vier Stunden lang parallel betrieben werden können, wurden keine weiteren Anforderungen gestellt.

2017 wurde mit der 2. Förderperiode eine Perspektive für die Verlängerung des Betriebs über die 20-jährige EEG-Förderung hinaus geschaffen. Erst damit wurde klar, dass ein Biogas BHKW maximal die Hälfte der Zeit (heute: 45 %) laufen, dass ein stillgelegtes BHKW keine Förderung beanspruchen sollte.

Viel zu spät fiel auf, dass das neue BHKW als Dauerläufer zum Beginn der 2. Förderperiode wiederum bereits abgenutzt ist. Ein größeres BHKW hätte mit nur wenigen Betriebsstunden auch eine viel längere Lebenserwartung. Tausenden von Anlagen hatten den Förderzeitraum der Flexibilitätsprämie bereits für eine kleine Flexibilisierung angebrochen. Eine Anlage mit 500 kW Bemessungsleistung ließ dadurch in 10 Jahren eine glatte Million € Flexprämie liegen – das fehlt ohne eine Reform der Förderung.

Ohne diesen Betrag konnte man den Betrieb fortsetzen und wirtschaftlich führen – bis zum Ende der EEG-Laufzeit. Die zweite Förderperiode stellt nun neue Anforderungen.

Je näher die Ausschreibung rückt, desto klarer wird, dass die Flexibilitätsprämie im bisherigen Rechtsrahmen für das große Modernisierungsprojekt kaum zu ersetzen ist. Dieser Betrag fehlt bei der „vorsichtigen Flexibilisierung“, auch „Klein-“ oder „Früh-Flexibilisierung“, wenn der Gesetzgeber den Rahmen nicht noch für eine nachträgliche große Flexibilisierung ändert.

2. Passive Flexibilisierung

Überall dort, wo Biogas-BHKW ihre Wärme nicht wertschöpfend einsetzen können, ist im zunehmenden Wettbewerb die Wirtschaftlichkeit bedroht. Ohne sinnvolle Wärmenutzung ist das Konzept der Kraft-Wärmekopplung sinnlos. Hier lohnt sich, zunächst zu prüfen, ob in einer noch sinnvollen Entfernung ein Wärmenetz gebaut werden kann – siehe unten: der „unecht neue“ Satellit.

Ohne Wärmeverkauf ist eine Gasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz sinnvoll – wenn sich in zumutbarer Entfernung ein Gasnetzzugang findet. Oft sind dafür die Biogasmengen zu klein. In solchen Fällen wird die gemeinsame Gasaufbereitung mit benachbarten Biogasanlagen empfohlen, oder – in die Zukunft gedacht, die Kombination mit einer PV- oder Windanlage und zusätzlichem synthetischem Methan.

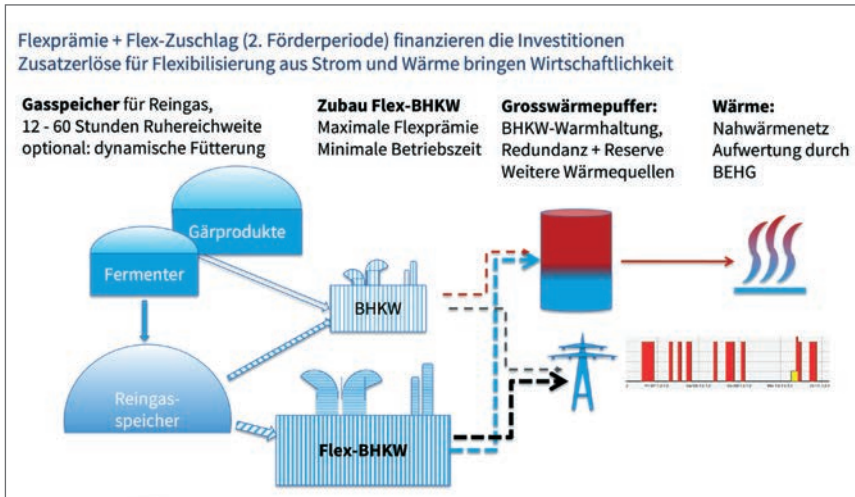
Kommt von alledem nichts in Frage, und ist auch eine Hof-Biogastankstelle für einen CNG-Abnehmer nicht in Sicht, bleibt nur noch die Verkleinerung der Biogaserzeugung – eine Art Teilstillegung.

Ähnliches kann auch in Veredelungsregionen mit vielen Tierhaltungen und zusätzlich Biogasanlagen sinnvoll sein, wenn zusätzlich Viehhalter um Anbauflächen konkurrieren. Hier sind die Pachtpreise oft davongaloppiert, kein Nahwärmenetze erschlossen, die Wärme geht überwiegend in Gärrest-Trocknungsanlage. In diesen „roten Gebieten“ kann es sinnvoll, die Fütterung mit Anbaubiomasse drastisch einzuschränken und überwiegend auf Gülle, Mist und Reststoffe umzustellen. Wegen der geringeren Energiedichte und des hohen Lagervolumens sinkt die erzeugte Biogasmenge. Bei gleicher Motorleistung wird die Anlage ohne Leistungszubau „passiv“ flexibilisiert. Dieser Effekt ist sinnvoll und möglicherweise förderfähig.

3. Klassische Flexibilisierung: Speicherkraftwerk am Biogasstandort

Idealerweise wird am Biogasstandort mit Hilfe der Flexibilitätsprämie zusätzlich ein deutlich größeres BHKW mit 3-5-facher Leistung gebaut, ein Reingasspeicher und ein Großwärmepuffer installiert. Wenn schon ein kleines Flex-BHKW installiert wurde, kann man auch im zweiten Anlauf ein weiteres BHKW zubauen – wenn es die Förderung hergibt.

Unter günstigen Bedingungen ist es denkbar, auch ohne die Flexibilitätsprämie ein Speicherkraftwerk zu bauen. Dies dürfte jedoch nur wenigen Betreibern mit bester Bonität gelingen, wenn die Wärmenutzung bereits ertragreich ist, die Anlage dem Stand der Technik entspricht und die Kosten für BHKW und Speicher vom Betreiber aus eigener Kraft gestemmt werden können, ist durchaus möglich, dass trotz der geringeren Förderung ein hochrentables Unternehmen daraus wird – abhängig von der Entwicklung der Kosten und der Energiepreise.



Wer im Blick auf verbesserten Flexzuschlag noch vor Ende der ersten Vergütungsperiode eine höhere Leistung installieren will, möchte sich vor der Investitionsentscheidung durch Teilnahme an der Ausschreibung zumindest die Gewissheit verschaffen, welche Konditionen in der zweiten Förderperiode erreicht wird. Dafür will der Gesetzgeber im EEG 2023 (Regierungsentwurf) solchen Betreibern ermöglichen, zu einem vorgezogenen Termin am Ausschreibungsverfahren teilzunehmen, um eine seriöse Abwägung und Bankfinanzierung zu erleichtern.

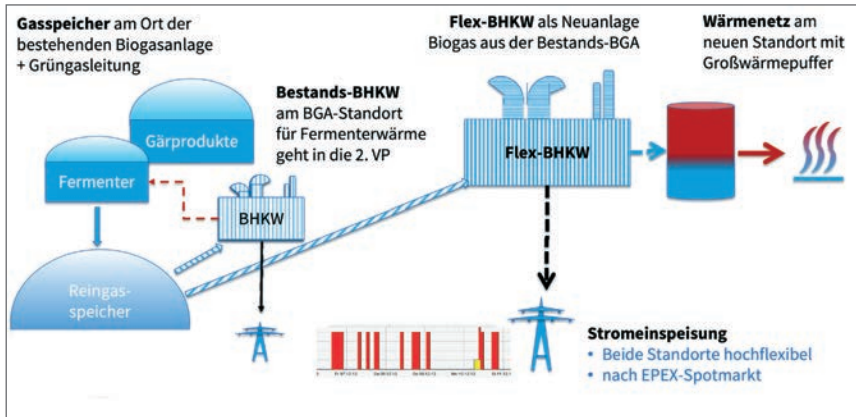
Die erwünschte Investitionsdynamik wird aber nur dann in Gang kommen, wenn auch diese Betreiber für ihre Investitionen eine Flexibilitätsprämie bekommen. Ob die Flexprämie „gestaucht“ gezahlt wird, stand bei Redaktionsschluss dieses Beitrags noch nicht fest.

4. Neues Speicherkraftwerk als Satelliten einer Bestandsanlage

Eine neue Option ergibt sich aus dem EEG 2021 mit seinem attraktive Flexibilitätszuschlag. Häufig wird berichtet, dass an der Anlage die Wärmeverwertung nicht wirklich befriedigend, die Flexibilitätsprämie bereits abgelaufen und das EEG-Ende bedrohlich nahe ist, aber der Betreiber gerne weitermachen möchte. Dann können alle diese Probleme gleichzeitig gelöst werden, wenn eine Wär-

menutzung in zumutbarer Entfernung gefunden wird – sogar über 10 km je nach Anlagengröße und Topografie können durch eine Grün gasleitung überbrückt werden.

Wenn es gelingt, z.B. im nächsten größeren Dorf eine Gemeinschaft von Wärmekunden oder einen Unternehmer zu finden, der an einem Wärmenetz Interesse hat, dann genügt ein kleines Grundstück am Ortsrand für ein BHKW und einen Wärmepuffer. Mit diesem Standort ist ein Genehmigungsverfahren relativ einfacher als an der Biogasanlage – wo allerdings auch ein größerer Gasspeicher benötigt wird.



Mit diesem Standort nimmt das zukünftige Speicherkraftwerk an der Ausschreibung für Neuanlagen teil. Mit bis zu 8-facher Überbauung lässt sich sicherstellen, dass die absehbaren Investitionskosten für Biogasleitung, BHKW und Großwärmepuffer durch den Flexibilitätszuschlag in den 20 Jahren EEG-Laufzeit sicher gedeckt werden.

Die etwaig noch fehlende Wärmemenge lässt sich durch Integration von einem Biomasseheizkessel, Solarthermie, gewerbliche Wärmeüberschüsse, Power-to-Heat oder eine strommarktgesteuerte Wärmepumpe decken.

Für die Dorfbewohner ist es sehr attraktiv, eine umweltfreundliche Wärmequelle bis ins Haus gelegt zu bekommen, die auf lange Jahre Preisstabilität garantiert. Bei der Verlegung im Ort wird auch gleich ein modernes Glasfasernetz im selben Graben installiert – damit bekommt man einen weiteren Teil der Bevölkerung ins Boot. Für beide Seiten lohnt sich, wenn die gesparten Kosten der zukünftig steigenden Emissionszertifikate langfristig geteilt werden.

Mit diesem Konzept und der Bundesförderung effiziente Wärmenetze lassen sich wahrscheinlich noch einige Hundert neue Bioenergie-dörfer entwickeln und bauen. Was man sich als Biogasbetreiber nicht selbst zutraut, ist oft in Partnerschaft mit Projektentwicklern, Bürger-Energiegenossenschaften und/oder

einem örtlichen Energieversorger möglich. Ein möglicher Startpunkt ist die Anregung an die Gemeinde einen kommunalen Klimaschutzplan zu entwickeln. Dafür gibt es großzügige Bundesförderung, die auch der Biogasbetreiber unterstützen kann.

Wenn der Satellitenstandort in Betrieb gegangen ist, wird vom Standort der Biogasanlage aus mit Biogas versorgt. Da hier nur noch so viel Biogas ins (bestehende) BHKW geht, wie für die Beheizung der Fermenter benötigt wird, ergibt sich eine „passive“ Flexibilisierung

5. Fazit

Mit der Beschleunigung der Energiewende und der Aufwertung von Wärme steht Biogas vor einer zweiten Zubauwelle. Es lohnt sich, mit den Bedarfen der zukünftigen Energiewirtschaft zu beschäftigen, um die bestehenden Anlagen oder auch einen Neubau bedarfsgerecht zu konzipieren.

Wahrscheinlich wird die Bundesregierung ihre Förderinstrumente überarbeiten, um die Entwicklung dieses Mal zielgenauer zu steuern und die Förderung so auszugestalten, dass die Marktreife in den Dreißigerjahren erreicht wird. Die Chancen dafür stehen jedenfalls gut.

Es geht viel! Es lohnt sich, auch im bestehenden Rechtsrahmen zu prüfen welche Optionen für Speicherkraftwerke bestehen. Nutzen Sie das Informationsangebot des Fachverbands Biogas und des Netzwerks Flexperten.

Kontakt

Uwe Welteke-Fabricius, Sprecher des Netzwerks Flexperten

Netzwerk Flexperten

meta-i.d. Ökologische Innovation GmbH
Am Wasserturm 3, 34128 Kassel

✉ uwf@flexperten.org | 🌐 www.flexperten.org

Netzwerk Flexperten

Die Flexperten sind ein Netzwerk, das sich die nachhaltige Weiterentwicklung des Anlagenbestandes von Biogas- und Erdgas-KWK zum Ziel gesetzt hat. Netzwerkpartner sind Wissenschafts- und Bildungsinstitute, Energieagenturen, Beratungs- und Planungsbüros, Energiehandelshäuser und Herstellerunternehmen der KWK- und Biogasbranche.

17. 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

17. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

UNSERE KOOPERATIONSPARTNER



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

Von-der-Heydt-Str. 2
10785 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

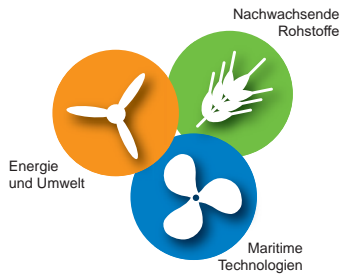
Fon +493814033895
Fax +493814033797
www.envero.eu
info@envero.eu

Deutsche Bank Rostock
BLZ 13070024
KTO 114243900
StNr. 079 10806097
Amtsgericht Rostock
HRB 10913

BIC (SWIFT)
DEUTDEDBROS
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: Nachwachsende 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
- Netzworlbildung (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

17. 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.



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

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.

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 im Jahr 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 Forschungsschwerpunkte des DBFZ orientieren sich an aktuellen und zukünftigen forschungspolitischen Herausforderungen und Rahmenbedingungen (z.B. der Nationalen Bioökonomiestrategie, der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, dem EU Green Deal und der künftigen Nationalen Biomassestrategie). Wichtige Eckpunkte für die wissenschaftliche Ausrichtung der Forschungsschwerpunkte sind außerdem die förderpolitischen Rahmenbedingungen, die Alleinstellungsmerkmale in der Forschungslandschaft sowie die sehr 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 | ✉ 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 Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern. 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:

- Wasserrahmenrichtlinie und Nährstoffeffizienz
- Ressourceneffizienz und Klimaschutz
- Zukunftsorientierte Tierhaltung
- Ökologischer Landbau
- Gartenbau und Sonderkulturen
- Biostatistik und Sortenwesen
- Aquakultur
- Fischereimanagement der Binnen- und Küstengewässer
- Agrarökonomie

Kontakt

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei

Mecklenburg-Vorpommern (LFA)

Dorfplatz 1/OT Gülzow – 18276 Gülzow-Prüzen

☎ +49 (0)385.588-0 | ✉ 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 Helftwes

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 Metzger
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

Dodieka 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 105

15. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2021 ISBN 978-3-86009-524-9

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003024

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

Band 110

16. Rostocker Bioenergieforum und 20. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Tagungsband, erschienen im Juni 2022, ISBN 978-3-86009-535-5

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003615

Band 111

Fachtagung Wasserwirtschaft – Gute Stadt-Land-Beziehungen für eine nachhaltige Entwicklung in MV

Tagungsband, erschienen im Juni 2022, ISBN 978-3-86009-538-6

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003915

Band 112

Zelalem Abera Angello

Selection of Optimal Pollution Management Strategy for the Little Akaki River, Ethiopia, Based on Determination of Spatio-temporal Pollutant Dynamics and Water Quality Modeling

Dissertation, erschienen im Oktober 2022, ISBN 978-3-86009-542-3

https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003948

Band 113

Qahtan Thabit

Hybrid waste Incineration – Solar Parabolic System with Thermal Energy Recovery in Sea water Disalination in MENA Region

Dissertation, im Druck, ISBN 978-3-86009-545-4

https://doi.org/10.18453/rosdok_id00004181

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Band 114

Tagungsband

17. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

15. und 16. Juni 2023

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH



PROFESSUR

Abfall- und
Stoffstromwirtschaft

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

ISBN 978-3-86009-547-8

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_ido0004269

Schriftenreihe

114

Bd.

Umweltingenieurwesen ■ Abfall- und Stoffstromwirtschaft