

Abschlussbericht zum Promotionsstipendium

Neue Geschäftsmodelle für Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung

Daniel Schröer

1 Einleitung

Den Grundstein für die Transformation der Energieversorgung in Richtung erneuerbarer Energien legte Deutschland durch die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000. Seitdem wurde die Produktion von Biogas aus der anaeroben Vergärung stark ausgebaut. Mit 12,6 von weltweit 18,1 GW in 2018, ist 68% der elektrischen Kapazität aus Biogas in Europa installiert. Deutschland stellt wiederum einen Anteil von 41% der weltweiten Kapazität. Die Bundesrepublik ist somit nicht nur europa-, sondern weltweit führend in der Erzeugung von Strom aus Biogas. Die Entwicklung der Branche ist vor allem auf 20-jährige Technologieförderung zu festgelegten Preisen zurückzuführen. Diese hat besonders am Strommarkt zur erfolgreichen Etablierung beigetragen, war aber kaum an die Marktbedürfnisse gekoppelt (Brémond et al., 2021; Hahn et al., 2014). Zwanzig Jahre später erreichen nun die ersten der 9.600 in Betrieb stehenden Anlagen das Ende des gesetzlich garantierten Vergütungszeitraums und ein Großteil folgt entsprechend des Ausbaupfades ab 2025 (Güsewell et al., 2019; Lauer and Thrän, 2017). Diese Anlagen sollten nun einer möglichst optimalen Folgenutzung zugeführt werden.

Da die Ressourcen für Biomasse begrenzt sind und die Stromerzeugung vergleichsweise kostenintensiv ist (Bahrs and Angenendt, 2019; Brémond et al., 2021), werden Windenergie und Photovoltaik auch zukünftig den Hauptteil der erneuerbaren Energiemenge bereitstellen (Hahn et al., 2014). Diese Energieträger sind jedoch durch hohe zeitliche Fluktuation und folglich variable Energiemengen gekennzeichnet, die zu einer hohen Belastung des restlichen Energiesystems führen (Schaber et al., 2012). Biogasanlagen können die Schwankungen aufgrund der schnellen Verfügbarkeit und Speicherbarkeit des Energieträgers ausgleichen und wesentlich zur Integration der anderen erneuerbaren Energien beitragen (Hahn et al., 2014; Lauer and Thrän, 2017). Um den Anforderungen des Energiesystems gerecht zu werden, wird entsprechend der nationalen Gesetzgebung für einen Großteil der Anlagen die Folgenutzung in der flexiblen Stromerzeugung erwartet (Bahrs and Angenendt, 2019; Brémond et al., 2021).

Die bestmögliche Ausnutzung des technischen Potenzials von Biogas zur Reduktion von Treibhausgasen zeigt sich aber bei der Nutzung von Biomethan als Substitut für fossiles Erdgas (Börjesson and Ahlgren, 2012; Poeschl et al., 2012, 2010). Durch die Einspeisung in das vorhandene Erdgasnetz kann das Biomethan je nach Bedarf der verschiedenen Sektoren zeitlich und räumlich flexibel zur Strom- oder Wärmeerzeugung, sowie der Kraftstoffnutzung verwendet werden (Bahrs and Angenendt, 2019; Budzianowski and Brodacka, 2017). Besonders im schwer zu elektrifizierenden Schwerlastverkehrs oder der urbanen Wärmeversorgung kann erneuerbares Gas effizient eingesetzt werden (Scarlat et al., 2018). Unabhängig von dem jeweiligen Nutzungskonzept kommt Biogasanlagen demnach zukünftig eine Schlüsselfunktion im Energiesystem zu.

Neben dieser Schlüsselfunktion im Energiesystem, kann Biogas wesentlich zur Entwicklung einer nachhaltigen Landwirtschaft beitragen. Die deutsche Landwirtschaft ist für etwa 8% der Treibhausgasemissionen sowie den Hauptteil der Ammoniakemissionen verantwortlich. Ein Großteil davon ist auf die Nutztierhaltung zurückzuführen, insbesondere im Zusammenhang mit der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern (Amon et al., 2006; Hahne and Hessel, 2018; Rösemann et al., 2021; Umweltbundesamt, 2022). Eine der wenigen Möglichkeiten die Emissionen zu verringern ist die anaerobe Vergärung mit anschließender gasdichter Lagerung – also die Nutzung in Biogasanlagen (Amon et al., 2006; Osterburg et al., 2009). Gleichzeitig wird die Biogasbranche wegen des Anbaus von Energiepflanzen in Monokulturen und den daraus resultierenden Umweltauswirkungen kritisiert und die Substitution durch nachhaltigere Einsatzstoffe wie Gülle, landwirtschaftliche Reststoffe und organische Abfälle wird bevorzugt (Bacenetti et al., 2016; Bahrs and Angenendt, 2019; Brémond et al., 2021; Herrmann, 2013; Meyer et al., 2018). Derzeit wird weniger als ein Drittel der in Deutschland anfallenden Gülle vergoren, so dass ein erhebliches Steigerungspotenzial besteht (Scholwin et al., 2019).

In meiner Dissertation befasste ich mich mit der Bewertung von Folgenutzungskonzepten für Biogasbestandsanlagen. Den Kern bildet die Umstellung zur Biogasaufbereitung mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz und die Entwicklung eines Konzepts für eine optimale Biogasinfrastruktur in Schleswig-Holstein. Zur Einordnung der Konzepte wird die Investitionsbereitschaft von Anlagenbetreibern analysiert. Zusätzlich wird die Akzeptanz eines Pfandsystems für Wirtschaftsdünger untersucht, um den Anteil nachhaltiger Einsatzstoffe in der Biogaserzeugung zu erhöhen.

2 Empirisches Vorgehen

Nach der anfänglichen Einarbeitung in den Rechtsrahmen wurde ein Praxisbeispiel betrachtet und verschiedene Investitionsmöglichkeiten kalkuliert. Dabei zeigte sich, dass vor allem zwei Konzepte in Frage kommen: die Flexibilisierung der Anlagen zur Ermöglichung einer an den Bedarf angepassten Stromproduktion mit der Vermarktung im Rahmen des EEG, oder der Bau von Aufbereitungsanlagen zur Produktion von Biomethan als Erdgassubstitut.

Aufgrund hoher spezifischer Gasaufbereitungskosten im Leistungsbereich typischer Biogasanlagen (Beyrich et al., 2019; Skovsgaard and Jacobsen, 2017; Walla and Schneeberger, 2008), sowie geringen Biomethanpreisen zeigte sich schnell, dass die Biomethanaufbereitung betriebswirtschaftlich kaum sinnvoll umzusetzen ist. Um auch kleine Biogasanlagen der Biomethanproduktion zuzuführen, wird der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Biogasanlagen an eine zentrale Gasaufbereitung diskutiert, wodurch Skaleneffekte ausgenutzt werden können (Hengeveld et al., 2016). Den Aufbau eines solchen Netzes zeigt Abbildung 1.

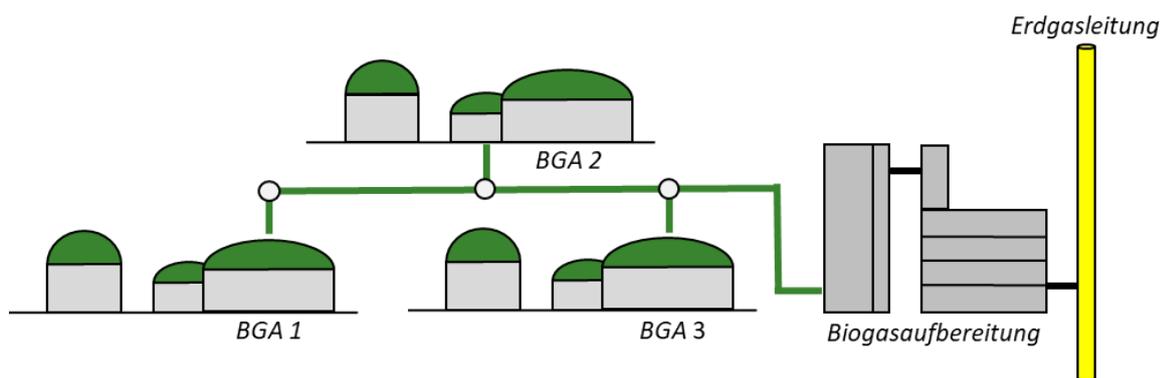


Abbildung 1: Graphische Darstellung einer Biogassammelleitung.

Aufbauend auf der Literaturrecherche und den Erkenntnissen der Investitionsrechnung wird der Netzwerkvorteil durch den Zusammenschluss mehrerer Anlagen weiter analysiert. Dabei werden drei Kernfragen untersucht:

- Wie stellt sich eine optimale Biogasinfrastuktur für Schleswig-Holstein dar?
- Kann die Anzahl der Anlagen, die sich für eine Aufbereitung eignen, durch den Zusammenschluss erhöht werden?
- Wie hoch ist das Potenzial zur Reduktion der spezifischen Kosten in ct/kWh Biomethan?

Die Analyse der Biomethaninfrastruktur erfolgt auf Basis der Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR). Insgesamt können 643 EEG-Anlagenstandorte identifiziert werden, deren Koordinaten, sowie Leistungsdaten verfügbar sind und deren Entfernung zum überregionalen Erdgastransportnetz

bestimmt werden konnte. Mittels eines gemischt-ganzzahligen linearen Programmierungsansatzes wird dann eine gewinnmaximierende bzw. kostenminimierende Netzwerkstruktur gebildet.

Die Analyse der Investitionsbereitschaft der Anlagenbetreiber, sowie der Akzeptanz eines Pfandsystems für Wirtschaftsdünger erfolgt mit Discrete-Choice-Experimenten. Dazu wurden Online-Befragungen unter Biogasanlagenbetreibern bzw. tierhaltenden Betrieben durchgeführt.

3 Ergebnisse

3.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung der rohgasseitigen Bündelung von Biogasanlagen

Der erste Artikel meiner Dissertation (Schröder and Latacz-Lohmann, 2022) untersucht, ob die Investition in die Flexibilisierung zum Wechsel in einen zweiten Förderzeitraum unter dem EEG 2021, der Bau einer Biogasaufbereitungsanlage, oder die rohgasseitige Bündelung mit weiteren Biogasanlagen zu einer zentralen Aufbereitung rentabel ist. Dazu wurde eine typische norddeutsche Beispielanlage mit etwa 540 kW_{el} Leistung betrachtet.

Die Berechnungen zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen die Flexibilisierung die rentabelste Alternative darstellt. Wesentlich dafür ist der Flexibilitätszuschlag, um die hohen Investitionskosten zu decken. Die Mehrerlöse aus der Vermarktung zu Preisen über dem Jahresmarktwert haben kaum einen Einfluss auf die Rentabilität, sodass der Bau großer Gas- und Wärmespeicher zur Überbrückung der Wochenenden betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Die Umstellung zur Biomethanaufbereitung kann zukünftig möglicherweise eine konkurrenzfähige Alternative zur Vor-Ort-Verstromung sein. Dazu sind aber im Vergleich zum Stand der letzten Jahre überdurchschnittliche Preise notwendig, die sich aus der Kraftstoffnutzung ergeben können. Der rohgasseitige Zusammenschluss mehrerer Biogasbestandsanlagen bietet die Möglichkeit von Skaleneffekten zu profitieren und ermöglicht höhere Kapitalwerte. Der Netzwerkvorteil in diesem Beispiel ist beachtlich. Während die Aufbereitungskosten, inkl. Rohgasnetz, bei der Gemeinschaftsanlage 1,04 ct/kWh betragen, werden bei einer eigenen Aufbereitungsanlage 1,37 ct/kWh benötigt. Dies kommt einer Verringerung der spezifischen Aufbereitungskosten um etwa 25% gleich. Interessant ist, dass die höheren Betriebskosten der eigenen Aufbereitungsanlage durch die Betriebskosten der Biogasleitung ausgeglichen werden. Hier kommt der Mehrgewinn also nicht zustande, sondern ergibt sich aus den Skaleneffekten der Kapitalkosten. Schlussendlich beträgt der kalkulierte Gewinn als Annuität je kWh 0,63 ct/kWh für die eigene bzw. 0,96 ct/kWh für die Gemeinschaftsanlage und ist damit 35% höher bei einem Zusammenschluss. Aufgrund der Erwartung guter Preise, sowie die perspektivisch steigende Nachfrage nach Biomethan zeigt sich die Umstellung bestehender Vor-Ort-Verstromungsanlagen zur Biogasaufbereitung vielen Betrieben als zukunftsfähige Konzept.

3.2 Modellierung einer optimalen Biogasinfrastuktur in Schleswig-Holstein

Mit der Betrachtung einer potenziellen Biogasinfrastuktur sollen die im Fallbeispiel gewonnen Erkenntnisse vertieft werden. Dazu werden die Biogasbestandsanlagen in Schleswig—Holstein betrachtet. Die Datengrundlage bildet das Marktstammdatenregister (MaStR), welches auf verpflichtenden Einträgen durch die Betreiber basiert. Um Fehleingaben zu entfernen, wurden die Daten auf Plausibilität geprüft und EEG-Anlagen ohne Koordinaten entfernt. Weiterhin werden nur Anlagen berücksichtigt, deren Entfernung zum überregionalen Erdgasnetz bestimmt werden konnte. Nach der Datenaufbereitung verbleiben rund 636 EEG-Anlagen mit 1.015 BHKW im Datensatz. Die gesamte installierte Leistung beträgt etwa 420 MW_{el}. Bezogen auf Schleswig-Holstein kann ein Anteil von etwa 80% aller in Betrieb stehenden Biogasanlagen und 85% der installierten Leistung berücksichtigt werden. Zu beachten ist auch, dass die Stromerzeugungseinheiten, d.h. die Generatoren/BHKW, im MaStR registriert sind. Das Register gibt also keine Auskunft über die Standorte und Kapazitäten der eigentlichen Biogasproduktion (Fermenter). Grundsätzlich ist es möglich, dass mehrere EEG-Anlagen von einem einzigen Fermenter gespeist werden, wobei es in diesem Fall auch möglich ist, nur eine EEG-Anlage an das Biogasnetz anzuschließen, wenn dies wirtschaftlich vorteilhafter ist.

Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Zusammensetzung von Biogas und des durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrades der BHKW wird die stündlich erzeugte Biogasmenge berechnet. Die Kapital- und Betriebskosten der Baugruppen des Biogasnetzes werden für verschiedene Biogaskapazitäten modelliert. Für die Anschlussstationen und die Biomethaneinspeisung werden vier Kapazitäten zwischen 150 und >700 m³ Biogas pro Stunde kalkuliert. Die Biogasaufbereitung wird über die in Abbildung 2 dargestellten Kostenfunktionen berücksichtigt.

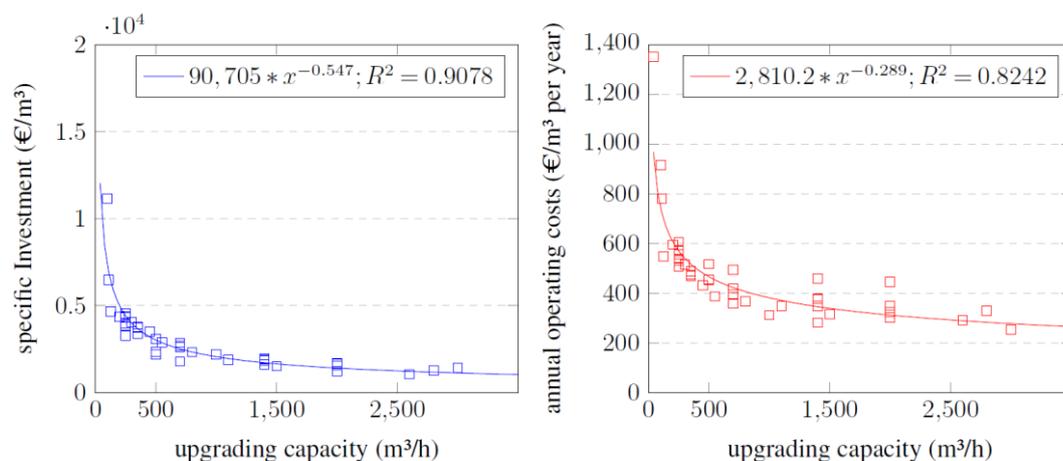


Abbildung 2: Investitions- (links) und jährliche Betriebskosten (rechts) einer Biogasaufbereitungsanlage (Terminal) in Abhängigkeit von der Aufbereitungskapazität x. Die Kästen zeigen die verarbeiteten Daten, basierend auf den Ergebnissen von (Beyrich et al., 2019).

Die Bildung der Biogasinfrasturktur erfolgt mittels eines gemischt-ganzzahligem linearen Programmierungsansatz, dessen Zielfunktion die Maximierung des Gewinns je m^3 Biogas darstellt. Bei einem konstanten Kalkulationspreis ist dies mit der kostenminimalen Gasbereitstellung gleichzusetzen. Als Opportunitäten werden der Bau einer eigenen Biogasaufbereitungsanlage, die flexible Stromerzeugung und die Stilllegung der Anlage kalkuliert. Jede Anlage wählt das Konzept, welches den höchsten Gewinn ermöglicht.

Die ersten Ergebnisse des Modells zeigen bereits, dass der Zusammenschluss von Biogasbestandsanlagen das erschließbare Biomethanpotenzial in Schleswig-Holstein deutlich erhöht. Unter den gegebenen Annahmen eignen sich ein Großteil aller Biogasanlagen für den Anschluss an ein Rohgasnetz. Die Kapazität der einzelnen Biogasanlage scheint dabei weniger von Bedeutung zu sein, als eine für die potenzielle Biogasleitung günstige Lage. Die Verteilung der Anlagen nach Größenklassen zeigt, dass viele Anlagen geringer Kapazität in das Biogasnetz integriert werden können. Im Durchschnitt werden $186 \text{ m}^3/\text{h}$ Biogas je Anlage eingebracht. Weiterhin ermöglicht das Biogasnetz auch die Biogasaufbereitung für Anlagen, die vergleichsweise weit vom Erdgasnetz entfernt sind.

Abbildung 3 zeigt eine mögliche Biogasinfrasturktur in Schleswig-Holstein.

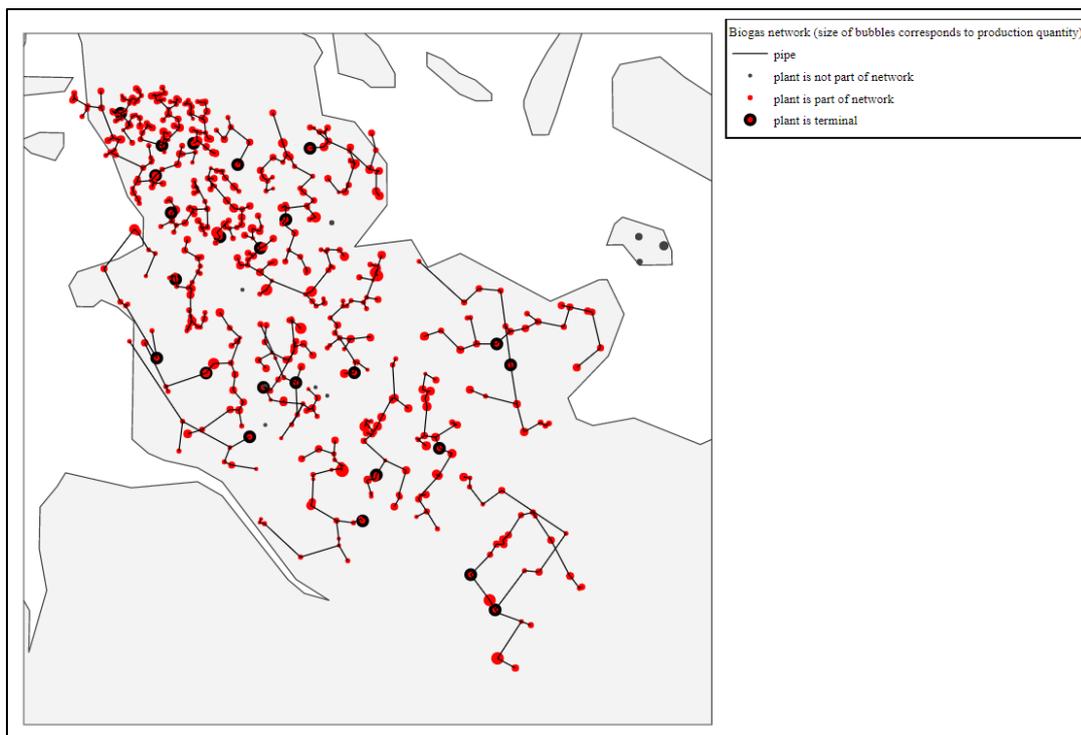


Abbildung 3: Vorläufiger Entwurf einer optimalen Biogasinfrasturktur in Schleswig-Holstein. Szenario 0 ohne Opportunitäten. (Skalierung der Karte kann abweichen).

3.3 Determinanten der Investitionsbereitschaft von Biogasanlagenbetreibern in Folgenutzungskonzepte

Um die Bewertung der beiden zuvor betrachteten Nutzungsformen von Biogas abzuschließen erfolgt die Analyse der Investitionsbereitschaft von Biogasanlagenbetreibern. Dazu wurde ein Discrete-Choice-Experiment erstellt und eine Onlinebefragung durchgeführt. Teilnehmende Anlagenbetreiber wurden zunächst gebeten die Eckdaten Ihrer Biogasanlage einzutragen, sowie eine Einschätzung zu Instandsetzungskosten und der Umsetzung technischer Regelungen abzugeben. Daraufhin sollte sich für das Geschäftsmodelle entschieden werden, welches eher in Frage kommt, woraufhin verschiedene Investitionsalternativen zur Flexibilisierung bzw. Biomethanaufbereitung vorgelegt wurden. Sollte keine der Alternativen in Frage kommen, konnte die Stilllegung der Anlage gewählt werden.

Bisher haben 167 Anlagenbetreiber an der Befragung teilgenommen. Da zwei Stichproben ausgewertet werden müssen, für jedes Konzept einzeln, ist eine weitere Steigerung der Teilnehmerzahl notwendig. Bisher wurden die Betriebe vor allem durch Multiplikatoren und auf Vorträgen auf die Befragung aufmerksam gemacht. Zusätzlich wurde ein Video-Podcast erstellt, indem einzelne Konzepte detaillierter vorgestellt werden. Als „Belohnung“ für einen abgeschlossenen Fragebogen können Teilnehmer einem Link folgen, der zum zweiten Teil Podcasts führte in welchem die zugehörigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vorgestellt werden.

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass sich ein Großteil der Teilnehmer (60%) für das Flexibilisierungskonzept entschieden hat. Der Stichprobenvergleich zeigt, dass besonders der Betrieb einer Anlage mit überdurchschnittlicher Bemessungsleistung Teilnehmer die Entscheidung für Biomethan treffen lässt. Eine Erklärung dafür bieten die bekannten Skaleneffekte der Biomethanaufbereitungskosten. Das 95% Konfidenzintervall liegt bei der Flexibilisierung zwischen 426 und 578 kW_{el}, während das Intervall bei der Wahl Biomethan zwischen 571 und 879 kW_{el} liegt, sodass eine harte Grenze zwischen den Konzepten aufgrund der Größenklasse vermutet werden kann. Weiterhin ordnen sich die Teilnehmer der Stichprobe Biomethan häufiger den schlechteren 25% der Betriebe zu. Möglicherweise erwarten die Teilnehmer durch den Wechsel von der Vor-Ort-Verstromung zur Gasaufbereitung das Potenzial sich betriebswirtschaftlich zu verbessern. Die in der Biomethanstichprobe höheren Werte bezüglich der Lage in einer viehintensiven Region und der kostenpflichtigen Abgabe von Gärrückständen weisen auf eine höhere Verfügbarkeit von Wirtschaftsdüngern hin, die sich besonders gut als Input in der Biomethanerzeugung eignen.

3.4 Akzeptanz eines Pfandsystems für Wirtschaftsdünger

Eine Idee um den Anteil des vergorenen Wirtschaftsdünger zu erhöhen ist die Einführung eines Pfandsystems: Viehhalter, die Dung an eine Biogasanlage liefern, würden ein Pfand zahlen, das vollständig zurückerstattet würde, wenn sie die gleiche Menge an Gärresten in Pflanzennährstoffäquivalenten zurücknehmen. Wird weniger als die ursprüngliche Menge an Nährstoffen zurückgenommen, würde die Rückerstattung proportional gekürzt und umgekehrt. Die Biogasanlage müsste dann einen anderen Landwirt finden, der die überschüssige Gülle verwertet. Auf diese Weise könnten Biogasanlagen als regionale "Nährstoffdreh scheiben" fungieren, die zwischen Angebot und Nachfrage nach tierischem Dünger vermitteln und Nährstoffüberschüsse einzelner Betriebe in Regionen mit hoher Viehbesatzdichte an Betriebe mit freien Kapazitäten verteilen. Sie könnten zusätzliche Dienstleistungen anbieten, wie z. B. die Unterstützung der Landwirte bei der Düngeplanung oder die Zertifizierung von Treibhausgasgutschriften. Im Gegenzug würden die Biogasanlagen durch vertragliche Vereinbarungen mit den Viehhaltern vor Ort von einer sicheren Versorgung mit Gülle profitieren.

In einem Discrete-Choice-Experiment wurden 101 tierhaltenden Betrieben unterschiedliche Lieferverträge angeboten. Die Betriebe konnten sich auch gegen die Teilnahme entscheiden. Das Mixed-Logit-Modell ergab eine sehr hohe allgemeine Bereitschaft zur Teilnahme an einem solchen System. Die durchschnittliche Teilnahmewahrscheinlichkeit liegt bei 70 %. Wird teilgenommen, werden im Durchschnitt 94% der Nährstoffmengen zurückgenommen. Der Anteil schwankt zwischen 0 und 300%, das Ziel der Nährstoffdreh scheibe scheint demnach erreicht zu werden. Niedrige Pfandsätze und kostenreduzierende Zusatzleistungen der Biogasanlage im Bereich des Nährstoffmanagements (z. B. kostenlose Güllelage rung und kostenlose Gärrestausbringung) können sehr wirksam sein, um Landwirte zur Teilnahme an dem System zu bewegen. Die geschätzte willingness-to-pay für solche Leistungen liegt leicht über den für eine Biogasanlage zu erwartenden Kosten, sodass es sich um effiziente Maßnahmen zur Erhöhung und Sicherung des Wirtschaftsdünger handelt. Weniger greifbare Leistungen wie die Zertifizierung von Treibhausgasreduktionen scheinen weniger wichtig für die Teilnahmeentscheidung zu sein.

4 Ausblick

Die bisherigen Ergebnisse zeigen ein positives Bild meiner Dissertation. Das Manuskript zum Pfandsystem für Wirtschaftsdünger wurde vor Kurzem eingereicht. Im Choice-Experiment zur Investitionsbereitschaft der Anlagenbetreiber werden weiterhin potenzielle Teilnehmer angesprochen. Es ist zu erwarten, dass eine ausreichende Anzahl von Teilnehmern zeitnah erreicht wird und die endgültige Auswertung, sowie die Ausarbeitung des Artikels zum Ende des Semesters abgeschlossen werden kann. Bezüglich der Optimierung der Biogasinfrasturktur liegen Ergebnisse für die optimale Biogasinfrasturktur vor. Zurzeit werden weitere Szenarienanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse sollen im Laufe des Sommers verschriftlicht werden.

Ich werde mein Promotionsvorhaben als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für landwirtschaftliche Betriebslehre und Produktionsökonomie der CAU fortführen. Das Ziel ist es, die Promotion zum Ende des Jahres abzuschließen.

Mein besonderer Dank gilt der EKSH für die Gewährung des Promotionsstipendiums und die Unterstützung während meiner Promotionszeit.

Literatur

- Amon, B., Kryvoruchko, V., Amon, T., Zechmeister-Boltenstern, S., 2006. Methane, nitrous oxide and ammonia emissions during storage and after application of dairy cattle slurry and influence of slurry treatment. *Agriculture, Ecosystems & Environment* 112, 153–162. <https://doi.org/10.1016/j.agee.2005.08.030>.
- Bacenetti, J., Sala, C., Fusi, A., Fiala, M., 2016. Agricultural anaerobic digestion plants: What LCA studies pointed out and what can be done to make them more environmentally sustainable. *Applied Energy* 179, 669–686. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.029>.
- Bahrs, E., Angenendt, E., 2019. Status quo and perspectives of biogas production for energy and material utilization. *GCB Bioenergy* 11, 9–20. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12548>.
- Beyrich, W., Kasten, J., Krautkemmer, B., Denysenko, V., Rensberg, N., Schmalfuß, T., Erdmann, G., Jacobs, B., Hüttenrauch, J., Schumann, E., König, J., Edel, M., 2019. Schlussbericht zum Vorhaben. Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA).
- Börjesson, M., Ahlgren, E.o., 2012. Cost-effective biogas utilisation - a modeling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. *Energy* 48, 212–226.
- Brémond, U., Bertrandias, A., Steyer, J.-P., Bernet, N., Carrere, H., 2021. A vision of European biogas sector development towards 2030: Trends and challenges. *Journal of Cleaner Production* 287, 125065. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125065>.
- Budzianowski, W.M., Brodacka, M., 2017. Biomethane storage: Evaluation of technologies, end uses, business models, and sustainability. *Energy Conversion and Management* 141, 254–273. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.071>.
- Güsewell, J., Härdtlein, M., Eltrop, L., 2019. A plant-specific model approach to assess effects of repowering measures on existing biogas plants: The case of Baden-Wuerttemberg. *GCB Bioenergy* 11, 85–106. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12574>.
- Hahn, H., Krautkremer, B., Hartmann, K., Wachendorf, M., 2014. Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.085>.
- Hahne, J., Hessel, E., 2018. Steigende Anforderungen an die Tierhaltung zur Minderung der Stickstoff- und Phosphorüberschüsse, in: Frerichs, L. (Ed.), *Jahrbuch Agrartechnik 2018*. Braunschweig, pp. 1–14.
- Hengeveld, E.J., Bekkering, J., van Gemert, W., Broekhuis, A.A., 2016. Biogas infrastructures from farm to regional scale, prospects of transport grids. *Biomass and Bioenergy* 86, 43–52.
- Herrmann, A., 2013. Biogas Production from Maize: Current State, Challenges and Prospects. 2. Agronomic and Environmental Aspects. *Bioenerg. Res.* 6, 372–387. <https://doi.org/10.1007/s12155-012-9227-x>.

- Lauer, M., Thrän, D., 2017. Biogas plants and surplus generation: Cost driver or reducer in the future German electricity system? *Energy Policy* 109, 324–336. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.016>.
- Meyer, A., Ehimen, E.A., Holm-Nielsen, J.B., 2018. Future European biogas: Animal manure, straw and grass potentials for a sustainable European biogas production. *Biomass and Bioenergy* 111, 154–164. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2017.05.013>.
- Osterburg, B., Nieberg, H., Rüter, S., Isermeyer, F., Haenel, H.-D., Hahne, J., Krentler, J.-G., Paulsen, H.M., Schuchardt, F., Schweinle, J., Weiland, P., 2009. Erfassung, Bewertung und Minderung von Treibhausgasemissionen des deutschen Agrar- und Ernährungssektors: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 03/2009. Johann Heinrich von Thünen-Institut, Braunschweig. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:253-200909-dk041942-8>.
- Poeschl, M., Ward, S., Owende, P., 2010. Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy* 87, 3305–3321. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.011>.
- Poeschl, M., Ward, S., Owende, P., 2012. Environmental impacts of biogas deployment – Part II: Life cycle assessment of multiple production and utilization pathways. *Journal of Cleaner Production* 24, 184–201. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.10.030>.
- Rösemann, C., Haenel, H.-D., Vos, C., Dämmgen, U., Döring, U., Wulf, S., Eurich-Menden, B., Freibauer, A., Döhler, H., Schreiner, C., Osterburg, B., Fuß, R., 2021. Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990-2019: Report on methods and data (RM) Submission 2021. Thünen Report 84. Johann Heinrich von Thünen-Institut, Braunschweig.
- Scarlat, N., Dallemand, J.-F., Fahl, F., 2018. Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy* 129, 457–472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>.
- Schaber, K., Steinke, F., Hamacher, T., 2012. Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where? *Energy Policy* 43, 123–135. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.040>.
- Scholwin, F., Grope, J., Clinkscales, A., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenmko, V., Stinner, W., Richter, F., Raussen, T., Kern, M., Turk, T., Reinhold, G., 2019. Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle, Dessau-Roßlau.
- Schröder, D., Latacz-Lohmann, U., 2022. Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels. *Berichte über Landwirtschaft - Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft, Aktuelle Beiträge*. <https://doi.org/10.12767/buel.v100i1.376>.

Skovsgaard, L., Jacobsen, H.K., 2017. Economies of scale in biogas production and the significance of flexible regulation. *Energy Policy* 101, 77–89.

Umweltbundesamt, 2022. Treibhausgas-Emissionen aus der Landwirtschaft. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#treibhausgas-emissionen-aus-der-landwirtschaft> (accessed 1 June 2022).

Walla, C., Schneeberger, W., 2008. The optimal size for biogas plants. *Biomass and Bioenergy* 32, 551–557. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.11.009>.