Berichte über Landwirtschaft

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

BAND 101| Ausgabe 1

Agrarwissenschaft

Forschung

Praxis

Herausgegeben vom Bundesministerium
für Ernährung und Landwirtschaft

http://buel.bmel.de

ISSN 2196-5099

Berichte über Landwirtschaft
Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

Folgekonzepte für den Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen
- Eine Betrachtung aus Betreiber- und Bankenperspektive

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

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis ii

Tabellenverzeichnis ii

Abkürzungsverzeichnis iv

1. Aufgabenstellung und Vorgehen 1

a) Aufgabenstellung 1

b) Untersuchungsdesign / Expertengespräche 2

2. Fortführung der Verstromung 5

a) Rechtliche, technische und betriebswirtschaftliche Grundlagen 5

b) Positionierung der Landwirte 9

c) Positionierung der Finanzierer 14

d) Betriebswirtschaftliche Bewertung einer Fortführung der Stromeinspeisung 19

3. Umstellung auf die Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung 26

a) Rechtliche, technische und betriebswirtschaftliche Grundlagen 26

b) Positionierung der Landwirte 31

c) Positionierung der Banken 33

d) Betriebswirtschaftliche Bewertung der Umstellung auf andere Formen der Biogasnutzung 37

4. Schlussfolgerungen, Grenzen und Ausblick 48

5. Zusammenfassung der Ergebnisse 50

Literaturverzeichnis I

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen 2

Abbildung 2: Cash Flow Modell für Fortführung unter EEG-Rahmenbedingungen 23

Abbildung 3: Biomethanerzeugung und Vermarktung 27

Abbildung 4: Berechnung der THG-Emissionen 30

Abbildung 5: Entwicklung der Kraftstoffpreise 37

Abbildung 6: Entwicklung der Quotenpreise (Fischer 2021) 38

Abbildung 7: Einfluss des Substrates auf den Quotenwert (Rauh 2021) 38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kosten (Median) der Generalüberholungsmaßnahmen ausgewählter Komponenten verändert nach Grösch et al.2020 9

Tabelle 2: Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zum Weiterbetrieb unter EEG-Bedingungen 10

Tabelle 3: Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zur Wärmevermarktung 13

Tabelle 4: Positionierung der Finanzierer zum Weiterbetrieb unter EEG-Bedingungen 16

Tabelle 5: Optimierungsmöglichkeiten von Bestandsanlagen aus Finanziererersicht..... 18

Tabelle 6: Kennzahlen für Fortführung der Stromerzeugung sortiert nach Finanzierbarkeit 25

Tabelle 7: Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zu Folgekonzepten mit Gasaufbereitung 32

Tabelle 8: Positionierung der Finanzierer zur Einspeisung in das Gasnetz..... 35

Tabelle 9: Positionierung der Finanzierer zu: Hoftankstelle, LNG Produktion, Wirtschaftlichkeit..... 36

Tabelle 10: Investitionen nach Aufbereitungskapazität und Verfahren 40

Tabelle 11: Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung nach Aufbereitungskapazität und Verfahren 41

Tabelle 12: Kennzahlen für Fortführungskonzepte mit Biomethan-Kraftstoff-Einspeisung sortiert nach Finanzierungsfähigkeit 47

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
C.A.R.M.E.N.	Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e. V.
CRC	Clausius Rankine Cycle
CNG	Compressed Natural Gas
DSCR	Debt service coverage ratio (Schuldendienstdeckungsgrad)
DWW	Druckwasserwäsche
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
LNG	Liquefied Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas)
ORC	Organic Rankine Cycle
PGK	Polyethylenglykolwäsche
PtX	power to x
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
THG	Treibhausgas

1. Aufgabenstellung und Vorgehen

a) Aufgabenstellung

Seit dem Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 wird die Produktion von Strom aus Biogas gefördert. Aufgrund der kontinuierlichen Stromeinspeisungen konnte eine Planungssicherheit durch die Gewährleistung von monatlicher Liquidität in Form der Einspeisevergütung gegeben werden. Ab den Jahren 2020/2021 ist für die ersten Biogasanlagen die 20-jährige Förderung durch das EEG ausgelaufen. Analog zu den Jahren des starken Anlagenneubaus werden in den kommenden Jahren immer mehr Bestandsanlagen das Ende der 20-jährigen Förderdauer erreichen. Biogasanlagenbetreiber sehen sich daher mit der Frage konfrontiert, wie ein geeigneter Weg zur Weiterentwicklung für einen längerfristigen, wirtschaftlichen Betrieb nach dem Auslaufen der Förderung aussehen kann.

Ein Weiterbetrieb dieser Bestandsanlagen sollte unter Aspekten wie der technischen Realisierbarkeit ebenso wie der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit analysiert werden. Aus technischer Sicht steht diesem Weiterbetrieb nichts entgegen, da die Lebensdauern wichtiger Anlagenkomponenten (z. B. Fermenter) die Förderdauer, eine korrekte Betriebsführung vorausgesetzt, deutlich übersteigen.

Vor dem Hintergrund der letzten EEG Novelle (EEG 2021) ist aus wirtschaftlicher Sicht zu erwarten, dass ohne Betriebsanpassungen geringere Erlöse erzielt werden. Um dennoch die Stilllegung vieler Bestandsanlagen zu vermeiden und einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen, müssen durch Folgekonzepte Anpassungen im Anlagenbetrieb realisiert werden. Mithilfe verschiedener Folgekonzepte können durch Veränderungen und Erweiterungen des Anlagenbetriebes neue Produkte und Märkte und somit Erlösquellen erschlossen werden. Landwirte stehen daher vor der Herausforderung, Entscheidungen über Investitionen zur Realisierung von Folgekonzepten für ihre Biogasanlagen treffen zu müssen. Banken stehen vor der Entscheidung, diese Folgekonzepte zu finanzieren.

Welche Faktoren die erfolgreiche Implementierung von Folgekonzepten beeinflussen, ist die zentrale Forschungsfrage, die sowohl aus Sicht der Anlagenbetreiber als auch der finanzierenden Banken beantwortet werden soll. Diese Fragestellung soll in zwei Teilschritten bearbeitet werden:

Betreiberperspektive: Identifikation und Bewertung sowohl von allgemeinen als auch betriebsspezifischen Bestimmungründen für die Auswahl von Folgekonzepten und Ermittlung des dazugehörigen Finanzbedarfs. Dazu gehören rechtliche und technische Rahmenbedingungen sowie betriebliche Standortfaktoren.

Finanziererperspektive: Definition der Erwartungen, welche Banken sowohl an die Folgekonzepte als auch an die landwirtschaftlichen Anlagenbetreiber als Unternehmer stellen sowie die Entwicklung dazu passender Finanzierungskonzepte.

Die Untersuchung beschäftigt sich mit den beiden ökonomisch interessantesten Fortführungskonzepten. Es werden zum einen Folgekonzepte der Stromerzeugung im Rahmen der EEG-Ausschreibungen in Verbindung mit verschiedenen Optimierungsmöglichkeiten dieser Betriebsweise, zum anderen die Biogasaufbereitung zu Biomethan mit anschließender Nutzung im Mobilitätssektor betrachtet.

b) Untersuchungsdesign / Expertengespräche

Die Untersuchung beruht auf der Auswertung einschlägiger Literatur und aktueller Studien zur Fortführung von Biogasanlagen. Weiterhin wurden leitfadengestützte Interviews mit Biogas-Experten aus dem Finanzierungs- und Landwirtschaftsbereich durchgeführt und mittels der Software MAXQDA ausgewertet. Außerdem wurden Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit von ausgewählten Folgekonzepten für Biogasbestandsanlagen durchgeführt. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen

Aus der Menge der einschlägigen Literatur und aktuellen Studien zur Fortführung von Biogasanlagen in Deutschland wurden folgende Untersuchungen vertieft ausgewertet:

- **Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht** (Abschlussbericht von DBFZ, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Deutsche Energieagentur (dena) im Auftrag des Umweltbundesamts) - 2020
- **Biogas nach dem EEG - (wie) kann‘s weitergehen?** (Handlungsleitfaden: Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg) - 2020
- **Weiterbetrieb flexibilisierter Biogasanlagen – realisierbare Gebotspreise im EEG 2017** (Artikel: DBFZ und Rytec GmbH) - 2020

- **Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlussszenarien** (Artikel: DBFZ, Universität Rostock) - 2020
- **Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)** (Schlussbericht: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, DBFZ, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Deutsche Energieagentur (dena)) - 2019
- **Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz** (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie Im Rahmen einer Zuwendung des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG)) – 2017
- **Schlussbericht zum Vorhaben: Next Generation Biogas – einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA)** (Universität Stuttgart, Hochschule Nordhausen, Leuphana Universität Lüneburg) – 2020
- **Biogas-Messprogramm III** (DBFZ; Herausgeber. FNR) - 2021

Für eine Analyse der aktuellen Situation in der Biogasbranche bezüglich des Weiterbetriebs von landwirtschaftlichen Biogasanlagen sowie zur Einschätzung verschiedener Folgekonzepte wurde eine Befragung mittels Leitfäden von Experten aus der Branche durchgeführt. Es wurden dafür zwei Leitfäden erstellt, um die Fragen auf die jeweils befragte Zielgruppe anzupassen. Durch eine ähnliche Erhebungssituation wird somit gewährleistet, dass die einzelnen Interviews gut miteinander vergleichbar sind (Helfferich 2014). Die Gemeinsamkeit der Leitfäden bestand darin, dass beide Expertengruppe nach ihrer Einschätzung bezüglich der ausgewählten Folgekonzepte befragt wurden. Die Konzepte für einen Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen waren in folgende Möglichkeiten unterteilt:

- Fortsetzung der Verstromung von Biogas
    - Weiterbetrieb der Anlage für die Stromerzeugung unter EEG 2021 – Bedingungen
    - Optimierung der Bestandsanlage hinsichtlich der Strom- und Wärmeerzeugung, Gärrestvermarktung und/oder des Substrateinsatzes,
- Umstellung auf die Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung zur Kraftstoffvermarktung
    - Einspeisung in das Gasnetz,
    - Betrieb einer CNG-Hoftankstelle,
    - Aufbereitung für die LNG Produktion.

Die Gesprächspartner für die Interviews wurden über die bestehenden Netzwerke ausgewählt. Bei der Auswahl der Finanzierungsexperten wurde der Aspekt der Repräsentativität der in der Biogasfinanzierung tätigen Kreditinstitute berücksichtigt. Befragt wurden die Mitglieder des Finanziererbeirats des Fachverbandes Biogas. Hinzu kamen Experten aus überregional tätigen

Kreditinstituten, die nicht im Finanziererbeirat vertreten sind, und aus regionalen und lokalen Instituten aus den Regionen, in denen relativ viele Biogasanlagen stehen. Zum Teil wurde die Verbreitungsfläche der Biogasanlagen auch über Berater und Förderbanken abgedeckt. Im Ergebnis kam es im Finanzbereich zu 13 Gesprächen aus 12 Unternehmen. Davon entfielen 4 auf überregional aktive Institute, 5 auf regional und lokal aktive Institute, 3 auf den Bereich Beratung und Förderbanken. Bei den direkt im Kundengeschäft aktiven Instituten fiel auf, dass alle Experten einen privaten Landwirtschaftsbezug hatten. Bei den regional und lokal tätigen Instituten fiel zusätzlich auf, dass einige der Experten (3 von 5) selbst Biogasanlagen im Nebenbetrieb oder als Beteiligung im Eigentum hatten. In diesen Fällen vermischten sich z. T. die Argumente aus Betreiber- und Banksicht.

Im landwirtschaftlichen Bereich wurden für die Betreibersicht 7 Gespräche durchgeführt und ausgewertet. Ebenso wie für den Finanziererbereich wurden auch hier die Experten über die bestehenden Netzwerke ausgewählt. Von den befragten Experten sind 4 selbst Betreiber einer Biogasanlage. Die anderen Experten lassen sich unter der Kategorie der Multiplikatoren zusammenfassen und verfügen durch ihre Tätigkeiten über ein breites Wissen zur aktuellen Situation in der Biogasbranche. Häufig besteht bei den Experten aus dem landwirtschaftlichen Bereich eine Mitgliedschaft im Fachverband Biogas.

Die Experteninterviews wurden (nach einer datenschutzrechtlicheren Aufklärung und Zustimmung der Befragten) aufgezeichnet. Dies ermöglichte eine anschließende Transkription und Auswertung des Materials. Für die computergestützte Textanalyse wurde die Software MAXQDA genutzt. Bei der Auswertung gibt es verschiedene Möglichkeiten und die Schritte können unterschiedlich definiert oder benannt werden. Im vorliegenden Fall wurden für die Auswertung die Schritte: Transkription, Paraphrase, Kodieren und Thematischer Vergleich durchgeführt (Meuser und Nagel 2009). Die Entwicklung eines Kategoriensystems (Codes) ist für die Analyse des Materials entscheidend. Dabei werden die Kategorien im Wechselverhältnis zwischen der Fragestellung und dem vorliegenden Textmaterial entwickelt und können auch während der Analyse überarbeitet werden (Mayring 2015). Die Kategorien entsprachen den durch die Leitfäden abgefragten Blöcken und wurden während der Analyse weiter verfeinert.

Den befragten Experten wurde Anonymität der Person und der Institution zugesagt. Daher wurde auf wörtliche Zitate verzichtet. Die Antworten wurden codiert und sortiert nach Themen und Befragungsgruppen in Auswertungstabellen dargestellt. Die Auswertungstabellen sind bei den passenden Gliederungspunkten im Text eingefügt. Auf diese Weise ergibt sich ein zwar anonymes, aber klares und gut verwertbares Meinungsbild.

2. Fortführung der Verstromung

a) Rechtliche, technische und betriebswirtschaftliche Grundlagen

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 bot sich zum ersten Mal für Biogasanlagen die Möglichkeit eine Anschlussvergütung zu erhalten, die über einen Zeitraum von 10 Jahren gewährt wird. Diese Anschlussförderung kann durch die erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) erhalten werden. Im Unterschied zu der bisherigen Vergütung ist der anzulegende Wert nicht gesetzlich vorgeschrieben, sondern wird wettbewerblich ermittelt. Von der BNetzA wird ein Ausschreibungsvolumen festgelegt, auf welches dann Gebote abgegeben werden können. Maßgebend für die Erteilung des Zuschlages ist der Gebotspreis, wobei die günstigsten Gebote innerhalb des Ausschreibungsvolumen einen Zuschlag entsprechend ihrer Gebotshöhe erhalten (Hoffmann und Bredow 2018). Mit dem EEG 2021 wurde weitergehend eingeführt, dass bei Unterschreitung der ausgeschriebenen Gebotsmenge nur die günstigsten 80 % der eingereichten Gebote bezuschlagt werden. Dadurch bekommen 20 % keinen Zuschlag und somit werden mögliche Zuschläge bei bereits zu gering gezeichneten Ausschreibungsmengen noch weiter gekürzt.

Für die abzugebenden Gebote wurden Höchstwerte festgelegt, welche im Jahr 2017 bei 14,9 Ct/kWh für Neuanlagen und bei 16,9 Ct/kWh für Bestandsanlagen lagen und sich jährlich um 1 % gegenüber dem Vorjahreswert reduzieren. Unabhängig von diesen Höchstwerten wurde die Vergütungshöhe gedeckelt auf die durchschnittliche Höhe, die in den letzten drei Jahren vor Ausschreibungsteilnahme erzielt wurde (EEG 2017). Die neuen Vergütungshöhen lagen damit deutlich unter den von vielen Bestandsanlagen bisher erhaltenen Vergütungen. Im Unterschied zu früheren EEG-Fassungen konnten auch keine weiteren Boni erhalten werden. Die Ausnahme bildet der Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen, welcher 40 €/kW installierte Leistung betrug.

Durch das EEG 2021 hat eine Anpassung der Gebotshöchstwerte stattgefunden. Für Bestandsanlagen beträgt der Gebotshöchstpreis nun 18,4 Ct/kWh und für Neuanlagen 16,4 Ct/kWh. Die Verringerung der Gebotshöchstpreise um 1 % pro Jahr soll ab 1.01.2022 erfolgen. Im Vergleich zur EEG Fassung von 2017 wird der Flexibilitätszuschlag für Neu- und Bestandsanlagen auf 65 €/kW angehoben (EEG 2021). Außerdem ist im EEG ab dem Jahr 2022 eine „Südquote“ für die Zuschläge festgeschrieben, um zu garantieren, dass 50 % der ausgeschriebenen Leistungsmenge in der Südregion realisiert werden. Durch mehr gesicherte Leistung im Süden möchte der Gesetzgeber die Systemsicherheit verbessern. Zur Südregion zählen Landkreise, die in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und im Saarland liegen. Von den Bioenergieverbänden wird diese Quote abgelehnt, da auch in anderen Regionen die Systemdienlichkeit, die die Stromerzeugung aus Biomasse besonders durch ihre Flexibilität bietet, benötigt wird. Weiterhin wird kritisiert, dass im Falle einer nicht ausreichenden

Beteiligung an den Ausschreibungen, durch Akteure aus der Südregion, die Leistung nicht vergeben wird, wodurch in weiterer Folge ein Abbau von gesicherter Leistung im Norden zu befürchten ist (Rostek 2020). Außerdem besteht dadurch eine Wettbewerbsverzerrung sowie Diskriminierung der Biogasanlagen im Norden Deutschlands (Hochi 2020).

Zum Gebotstermin 1. September 2021 betrug der niedrigste Wert eines Gebotes, das einen Zuschlag erhielt 12,00 Ct/kWh, der höchste Wert 18,23 Ct/kWh und der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert 17,48 Ct/kWh (Bundesnetzagentur 2021).

Eine Teilnahme an den Ausschreibungen für die die Anschlussvergütung für Bestandsanlagen kann frühestens 8 Jahre vor Ende der regulären Vergütungsperiode stattfinden. Die Ausschreibungstermine sind am 1. März sowie am 1. September eines Jahres. Der Zeitraum, um in die Anschlussvergütung wechseln können, beginnt frühestens 3 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlages und reicht bis hin zu 36 Monaten (Verlängerung von 24 auf 36 Monate im Vergleich zum EEG 2017). Der Kalendermonat des Beginns kann durch den Anlagenbetreiber bestimmt werden und muss dem Netzbetreiber mitgeteilt werden (EEG 2021).

Damit Bestandsanlagen eine Anschlussvergütung erhalten können, müssen verschiedene technische Anforderungen erfüllt sein. Die Teilnahme an den Ausschreibungen kann ohne Änderungen erfolgen. Ab dem Wechsel in die Anschlussvergütung gilt die Anlage als Neuanlage und die Voraussetzungen müssen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eingehalten werden, ansonsten entfällt der Vergütungsanspruch. Im Folgenden werden diese Voraussetzungen genauer beschrieben.

Anforderungen an den Substratmix („Maisdeckel“)

Für die Erzeugung von Biogas darf der im Substratmix enthaltene Anteil von Mais (dazu gehören Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot) oder Getreidekorn pro Kalenderjahr 40 $\%_{mass.}$ nicht überschreiten. Im Vergleich zum EEG 2017 entspricht dies einer weiteren Verringerung um 4 %. Die Einhaltung dieser Voraussetzung ist durch die Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs (jährlich für das vorangegangene Kalenderjahr) nachzuweisen. Darin müssen Belege über die Art, Menge, Einheit und Herkunft der eingesetzten Substrate enthalten sein. Es besteht kein Zahlungsanspruch bei Nichteinhaltung des Maisdeckels für das jeweilige Jahr.

Je nach geplanten Substratmix zur Einhaltung des Maisdeckels können sich Investitionen in den Bereichen der Substratlagerung sowie der nötigen Aufbereitungs- und Einbringungstechnik ergeben.

Höchstbemessungsleistung

Um eine flexible Anlagenfahrweise umzusetzen, wurden Regelungen zur Höchstbemessungsleistung eingeführt. Der Vergütungsanspruch von Bestandsanlagen gilt nur für den Anteil der erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 45 % (EEG 2017 50 %) des Wertes der installierten Leistung entspricht. Die darüberhinausgehende Strommenge wird mit dem Monatsmarktwert vergütet. Weiterhin wurden Qualitätskriterien für die Flexibilität definiert. Danach gilt, dass neu bezuschlagte Anlagen im regulären Ausschreibungssegment an mindestens 4.000 Viertelstunden im Jahr mindestens 85 % ihrer installierten Leistung abrufen müssen.
Im Vergleich zum Grundlastbetrieb, für den die Bestandsanlagen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme meist ausgelegt waren, muss für eine flexible Fahrweise eine höhere Verstromungskapazität (P_{inst}) installiert sein, um eine bedarfsgerechte Stromproduktion zu realisieren. Diese Anforderung kann auf zwei verschiedene Arten umgesetzt werde. Einerseits ist eine Anhebung der installierten Leistung, andererseits die Absenkung der Bemessungsleistung (P_{Bem}) möglich (Daniel-Gromke et al. 2019). Soll eine Anhebung der installierten Leistung stattfinden, kann das vorhandene Blockheizkraftwerk (BHKW) weitergenutzt werden und zusätzlich erfolgt der Zubau eines neuen BHKW oder das bestehende (abgeschriebene) BHKW kann durch ein neues und leistungsfähigeres Aggregat ersetzt werden (Aschmann et al. 2015). Außerdem muss eine Anpassung des Gasspeichers stattfinden, um eine Zwischenspeicherung während der geplanten Stillstandzeiten (bedingt durch die flexible Fahrweise) zu ermöglichen.
Für die Absenkung der Bemessungsleistung sind keine technischen Änderungen und folgend auch keine Zusatzinvestitionen nötig.

Hydraulische Verweilzeit

Um Restgasemissionen nach der Vergärung zu vermeiden, muss eine gasdichte Lagerung realisiert werden. Für den Erhalt der Anschlussförderung gilt, dass 150 Tage hydraulische Verweilzeit im gesamten gasdichten und an die Gaserfassung angeschlossenem System der Biogasanlage zu gewährleisten sind. Um diesen Anforderungen zu entsprechen, können Investitionen für eine gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern erforderlich sein.

Weitere Vorschriften

- Der erzeugte Strom darf während des Vergütungszeitraum nicht als Eigenstrom außerhalb der Anlage genutzt werden. (Erklärung: Rührwerke dürfen mit Eigenstrom betrieben werden, Wohnhausversorgung ist nicht erlaubt.)
- Es besteht ein Verbot für den Einsatz von fossilen Zünd- und Stützfeuern.
- Es besteht eine Pflicht zur Direktvermarktung.
- BHKW müssen nach 44. BImSchV vorgeschriebene Emissionsgrenzwerte einhalten.

Weiterhin ist bei Änderungen an der Anlage darauf zu achten, dass auch eine Genehmigung des neuen Betriebskonzeptes eingeholt wird.

Der Finanzbedarf von Folgekonzepten lässt sich unterteilen in den Finanzbedarf für Repoweringmaßnahmen und den Folgekonzept spezifischen Finanzbedarf. Der Finanzbedarf für das Repowering der Bestandsanlage zum Zeitpunkt der Implementierung eines Folgekonzeptes hängt mit dem technischen Zustand der Anlage zusammen, welcher wiederum durch die in der ersten Förderperiode getätigten Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen beeinflusst wird. Laut einer Betreiberbefragung (n=241) des DBFZ wurden Repoweringmaßnahmen vor allem auf der Biogaskonversions- und Abnahmeseite durchgeführt. Am häufigsten fand der Ausbau der Abwärmenutzung und der Austausch und die Leistungserhöhung des BHKW statt (Postel et al. 2017). Im Mittel wurde die erste Maßnahme drei Jahre nach Betriebsbeginn der Biogasanlage umgesetzt.

Der Folgekonzept spezifische Finanzbedarf für die Fortführung der Stromerzeugung bildet sich aus den Maßnahmen zur Anpassung für die Fahrweise der 2. Förderperiode. Zu diesen gehören Investitionen in BHKW, Substratmix und die Lagerkapazität (bzw. gasdichte Abdeckung der Gärrestlager).

Um den genauen Finanzbedarf zu ermitteln, muss eine Einzelfall spezifische Begutachtung des technischen Zustandes der jeweiligen Bestandsanlage durchgeführt werden. Für eine solche Prüfung gibt der Handlungsleitfaden „Biogas nach dem EEG – (wie) kann‘s weitergehen?“ eine Checkliste der Generalüberholungsmaßnahmen mit den entsprechenden Anforderungen, dem Kostenrahmen sowie einer Einordnung der Dinglichkeit des Handlungsbedarfs dieser Maßnahmen an. Die Ergebnisse beziehen sich auf 10 Bestandsbiogasanlagen, die eine Leistungsspanne von 75 kW_{el} bis 2,7 MW_{el}. aufweisen. Da die Spannweite der Ergebnisse teilweise sehr hoch war, wurde statt des Mittelwertes der Medianwert angegeben. In Tabelle 1 sind die Investitionsausgaben für ausgewählte Generalüberholungsmaßnahmen (Maßnahmen, mit hoher zeitlicher Dringlichkeit und Finanzbedarf >=4.000 €) dargestellt.

Tabelle 1:
Kosten (Median) der Generalüberholungsmaßnahmen ausgewählter Komponenten verändert nach Grösch et al.2020

Komponente	Mediankosten in €
Substratlager (Fahrsilo) mit Leckageerkennung	45.000
Einbringungstechnik	10.000
Vorhandenes Havariekonzept	15.000
Gärbehälter	8.000
Einbauten (Rührwerke, Heizungspumpen etc.)	10.000
Gasspeicher (Doppelmembran)	45.000
BHKW (Emissionsarme Verbrennung z. B. SCR-Katalysator)	24.000
Abdeckung der festen Gärreste	4.000

b) Positionierung der Landwirte

Bei den landwirtschaftlichen Experten aus der Biogasbranche besteht für das Konzept einer Fortführung der Stromerzeugung unter den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG 2021 häufig die Meinung, dass die Vergütungshöhe (für einen Großteil des Anlagenbestandes) nicht ausreichend sein wird, um Gewinne erwirtschaften zu können. Dabei wird von unterschiedlichen Vergütungshöhen ausgegangen. Es wird angenommen, dass, wenn noch Anpassungen an der Anlage vorgenommen werden müssen, 15 Ct/kWh nicht ausreichen. Auch Stromvergütungen in Höhe von 18 Ct/kWh seien noch nicht ausreichend.

Über den aktuellen Stand der Entscheidungsfindung bezüglich eines Weiterbetriebs unter EEG Bedingungen, gibt es verschiedene Meinungen. Einerseits wird angenommen, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb durch die Teilnahme an den Ausschreibungen realisiert werden kann, andererseits wird in der Stromerzeugung unter aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen kein zukunftsfähiges Konzept gesehen. Es wird z.T. angenommen, dass zu wenig Gebote in den Ausschreibungen eingehen werden. Um einen wirtschaftlichen Betrieb durch die Fortführung der Stromerzeugung zu gewährleisten, gilt als Voraussetzung, dass der Flexzuschlag gewährt wird. Außerdem müssen günstige Substrate eingesetzt werden. Auch räumliche Erweiterungsmöglichkeiten sind wichtig für einen erfolgreichen Weiterbetrieb.

Eine Übersicht zu den Einschätzungen über den Weiterbetrieb im Rahmen der EEG-Ausschreibungen sowie den Voraussetzungen für zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2:
Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zum Weiterbetrieb unter EEG-Bedingungen

Beschreibung	Fortführung unter EEG2017/2021 Bedingungen	Vergütungshöhe	Vorrausetzungen
Betreiber	Keine Zukunft in der reinen Stromerzeugung; Vergütung ist auf keinen Fall ausreichend und daher als Folgekonzept irrelevant, Annahme, dass diese Vergütung für einen Großteil der Bestandsanlagen nicht ausreichen wird.	Nicht ausreichend, Annahme: 18Ct/kWh.	Flexzuschlag, günstige Substrate.
	EEG Vergütung wird als zu gering eingestuft, da gleichzeitig noch Anpassungen realisiert werden müssten, möglicherweise wird man gerade über die "schwarze Null" kommen oder sehr niedrige Gewinne erwirtschaften.		
	Flexibilität der Stromerzeugung wird als sehr wichtig angesehen.	Nicht ausreichend, Annahme: 15Ct/kWh.	Aktueller rechtlicher Rahmen bleibt bestehen.
	Keine Sorge (zu eigenem Weiterbetrieb), wenn aktueller rechtlicher Rahmen bestehen bleiben würde, Einschätzung, dass andere Anlagenbetreiber sich überlegen, ob ein 10 jähriger Weiterbetrieb stattfinden soll oder keine Fortführung → teilweise wurden Entscheidungen schon getroffen und an den Ausschreibungen teilgenommen.		
Multiplikatoren	Es wird befürchtet, dass zu wenige Angebote eingehen werden; es bestehen noch Unsicherheiten und dadurch hohe Risiken für Anlagenbetreiber bezügliche der Rechtslage (Flexzuschlag/Flexprämie).	Nicht ausreichend.	Optimierter Betrieb.
	Preise der Ausschreibung werden als nicht ausreichend angesehen → kann nur durch "gutes Arbeiten" realisiert werden.		
	Es muss eine „richtige" Wärmevermarktung für einen erfolgreichen Weiterbetrieb (in KWK) stattfinden; räumliche Erweiterungsmöglichkeiten sind wichtig.		Wärmerlöse (>2Ct/kWh).

Von der Mehrzahl der Experten, die selbst eine Biogasanlage betreiben, wird das Optimierungspotenzial der eigenen Anlage als gering eingestuft. Die Möglichkeiten hinsichtlich eines optimierten Substrateinsatzes durch den Einsatz von Wirtschaftsdünger werden erkannt, aber es wird vermutet, dass die Energieausbeute dieser Substrate zu gering ausfallen wird. Die Vermarktung von Gärrest wird als mögliche Optimierungsoption angesehen jedoch bestehen dabei Herausforderungen auf Grund der politischen Rahmenbedingungen. Eine weitere Einschätzung lautete, dass die Optimierung eine „Grundvoraussetzung“ darstellt, um eine Beteiligung an den Ausschreibungen zu ermöglichen.

Als ein weiterer entscheidender Optimierungsfaktor für das Anschlusskonzept der Stromerzeugung unter aktuellen EEG Rahmenbedingungen gilt unter den Experten die Wärmevermarktung, mit der zusätzliche Erlöse generiert werden können. Dabei beeinflussen die abgesetzte Wärmemenge sowie der erzielbare Wärmepreis die möglichen Erlöse. Bei vielen Biogasanlagen wird nur ein geringer Teil der anfallenden Wärme extern genutzt (Herbes et al. 2018). Generell sollte angestrebt werden, dass ein möglichst großer Anteil der Wärmemenge genutzt wird. Wenn keine ausreichende Wärmesenke vorhanden ist, sollte die Möglichkeit der Nachverstromung der überschüssigen Wärmemengen geprüft werden. Dafür können technische Lösungen, wie das Organic Rankine Cycle- (ORC-) und das Clausius Rankine Cycle- (CRC-) Verfahren eingesetzt werden. Da durch diese Technologien eine Steigerung der Stromerzeugung realisiert wird, wird dies nach dem EEG zur installierten Leistung gezählt. Eine direkte Nutzung der anfallenden Wärme gilt sowohl unter wirtschaftlichen als auch ökologischen Faktoren als effizienter (Grösch et al. 2020).

Als hemmender Faktor für die Wärmevermarktung wird von den befragten Experten das Standortpotenzial eingestuft, da dieses die abzusetzende Wärmemenge beeinflusst.

Weiterhin werden die Preise, für die die erzeugte Wärme aktuell von Biogasanlagenbetreibern abgegeben wird, als zu gering eingestuft. Eine Umfrage des Fachverbandes Biogas zusammen mit der Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen ermittelte eine Spannbreite von Wärmepreisen, die von einer kostenlosen Abgabe bis zu 9 Ct/kWh reichte. Als Durchschnitt wurde ein Arbeitspreis von 2,6 Ct/kWh ermittelt (Herbes et al. 2018). Laut EEG Erfahrungsbericht liegt die Spanne der erzielten Preise für Wärme zwischen 1 und 4 Ct/kWh (Hoffstede et al. 2019). Bei den befragten Experten wurden 4 Ct/kWh als eine gute Größenordnung für dir Wärmeerlöse angesehen.

Effekte auf die erzielbaren Wärmeerlöse haben der Grad der Versorgung sowie die Art der Nutzung der Wärme. Kann eine Vollversorgung gewährleistet werden, liegen die erzielbaren Preise über den Varianten, bei denen keine Vollversorgung garantiert werden kann. Bei den verschiedenen Nutzungsarten kann zwischen einer „hochwertigen“ und einer „weniger hochwertigen“ Wärmenutzung unterschieden werden. Die Versorgung von Krankenhäusern und Schulen wird als

hochwertiger eingestuft und es können laut Forschungsergebnisse höhere Erlöse (Krankenhaus=3,5 Ct/kWh; Schule 3,2 Ct/kWh) erzielt werden. Im Vergleich dazu konnten bei der Holztrocknung nur Durchschnittspreise von 0,9 Ct/kWh erreicht werden (Herbes und Halbherr 2017). Die Einschätzungen zur Vermarktung von Wärme aus landwirtschaftlicher Perspektive sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3:
Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zur Wärmevermarktung

Beschreibung	Wärme als Erlösfaktor
Betreiber	Am eigenen Anlagenstandort kann nur wenig Wärme abgesetzt werden → es bestehen keine Ausbaumöglichkeiten; Wärmerlöse sind nicht so entscheidend, dass die Stromerzeugung im Rahmen der neuen EEG Vergütung profitabel wäre.
	Wärme wird als wichtiges Thema gesehen; mit der Hälfte der erzeugten Wärme wird ein Wärmenetz bedient → soll auch zukünftig weiter so durchgeführt werden; der Wärmeverkauf wird keine Einnahmequelle sein, die verminderte Stromerlöse ausgleichen könnte.
	Fortführung unter den aktuellen EGG Rahmenbedingungen kann funktionieren, wenn Wärmerlöse generiert werden können.
	Wärme gilt als wichtiger Erlösfaktor für einen Weiterbetrieb; Einschätzung, dass 80% der Wärme (eigene Nahwärmenetze) genutzt werden.
Multiplikatoren	Wenn die Anlage im KWK Bereich weiterbetrieben werden soll, dann ist Wärme ist ein sehr wichtiger Faktor.
	Wärme wird als wichtiger Faktor gesehen, Wärmpreise die aktuell erzielt werden, werden als nicht ausreichend eingestuft.
	4 Ct/kWh wird als gute Größenordnung eingeschätzt; aktuell meist zu geringe Wärmepreise (bei Gärtnereien wurden sehr günstige Wärmepreise vereinbart).

Zusammenfassend lässt sich aus Sicht landwirtschaftlicher Experten feststellen, dass die Vergütungen, die durch eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen erzielt werden können, zu niedrig sein werden. Nur wenn weitere Erlösmöglichkeiten wie die Vermarktung von Wärme und Gärresten realisiert und Einsparungen durch den Einsatz von günstigen Substraten sowie ein effizienter Anlagenbetrieb erreicht werden, könnten Gewinne erzielt werden.

c) Positionierung der Finanzierer

Es stellt sich zunächst die Frage, ob und inwieweit sich die finanzierenden Banken mit Verstromungslösungen bei der Fortführung der Anlagen befasst haben bzw. bereits befassen mussten, weil entsprechende Anfragen erwartet werden oder bereits vorliegen. Für den Fall, dass sich die Banken mit den Lösungen befasst haben, stellt sich außerdem die Frage, wie solche Lösungen bankseits bewertet werden.

Bei den Fortführungserwartungen gehen die Bankexperten – wenn überhaupt - direkt oder indirekt von einer Fortsetzung der Verstromungskonzepte auf EEG-Basis aus. Nur in Einzelfällen haben Experten über eine Vermarktung des Stroms außerhalb des EEG oder eine stärkere Eigenstromnutzung nachgedacht.

Aktuell gibt es bei den befragten Banken extrem wenig konkrete Finanzierungsanfragen zur Fortführung der Verstromungskonzepte. Typische Aussagen sind: Die Untersuchung kommt zu früh, weil die Landwirte noch auf Verbesserungen beim EEG warten, es gibt Gespräche, aber das EEG-Ende ist noch zu weit weg, in 2021/22 noch kein Thema. Nur vereinzelt sind Biogasanlagen bekannt, die am neuen Ausschreibungsverfahren beteiligt sind. Viele Bankexperten hören eine Fortführungsdiskussion in der Landwirtschaft. Bankbetreuer, die sich sehr nahe am Kunden bewegen oder selbst in Nebentätigkeit Biogasanlagen betreiben, sind in solche Diskussionen einbezogen. Generell wird mit konkreteren Vorhaben, die auch zu Kreditanfragen führen können, erst in 1-2 Jahren gerechnet.

Die EEG-Verstromungskonzepte gelten bei den befragten Experten als wenig wirtschaftlich. Bei Stromverkaufspreisen zwischen 14 Ct/kWh und 18 Ct/kWh und einer geplanten Vergütungsdauer von 10 Jahren könnten nur Anlagen rentabel arbeiten, welche die notwendigen Folgeinvestitionen bereits vorgenommen haben. Ein Kapitaldienst für neu aufzunehmende Kredite könnte unter EEG 2021-Bedingungen nur unter günstigen Umständen erbracht werden. Günstige Umstände heißt für die Experten sehr günstige Substratkosten bei EEG-geeignetem Substratmix und keine größeren Investitionen für die Fortführung und/oder Nutzung von Zusatzerlösen durch Flexibilisierung, Wärmeverkauf, Gärrestverkauf oder Gülleentsorgung. Flexibilisierung ist zwingend, kann in Einzelfällen auch durch Downsizing umgesetzt werden. Die Wärmevermarktung wird überwiegend (8

Experten) als besonders wichtig angesehen. Z.T. wird ein Konflikt zur Flexibilisierung angemerkt (3 Experten). Die Vermarktung von Gärresten wurde nur von wenigen Experten als Chance gesehen. Tabelle 4 enthält eine Zusammenstellung der Positionen der Finanzierer zum Weiterbetrieb unter EEG-Bedingungen.

Tabelle 4:

Positionierung der Finanzierer zum Weiterbetrieb unter EEG-Bedingungen

	Fortführung unter EEG2017/2021 Bedingungen
Überregionale Bank	Der anlagenspezifische Substratmix hat einen großen Einfluss auf die Gestehungskosten und damit auf den Weiterbetrieb unter den neuen EEG (Vergütungs-) Bedingungen. Bei zu hohen Maisanteilen und zu wenig Gülle wird der mögliche Ausschreibungs- oder Zuschlagswert für die Wirtschaftlichkeit nicht ausreichen. Anlagen mit viel Gülle sollten überlegen, ob sie stark verkleinern. Es werden zwei Richtungen identifiziert: Anlage überbauen und Substratmix anpassen oder die Verkleinerung.
	Die Kostensituation ist nicht ausreichend für einen Kredit. Erlöse aus der Stromvermarktung (Annahmen von 14/15 Ct/kWh) lassen keinen Spielraum für eine Finanzierung mit Risikopuffer. Bisher gibt es noch keine Anfragen zur EEG-Fortführung. Es wird angenommen, dass sich Betreiber erst in 2-3 Jahren Gedanken über die Fortführung machen werden. Die DSCR Zielvorstellung der Bank (1,3) kann nicht unter Ausschreibungsbedingungen erreicht werden, was dazu führt, das solche Anfragen abgelehnt werden.
	Landwirte beschäftigen sich noch nicht vertieft und konsequent mit der Fortführung, da es vom Zeitpunkt noch zu früh ist. Vergütungen aus dem EEG 2009 bis 2012 waren so gut, dass aktuell ein Wechsel in den Ausschreibungsmodus nicht sinnvoll wäre.
	Es gibt viele Gespräche, aber noch keine entscheidungsfähigen Konzepte. Die Konzepte sind unter EEG-Bedingungen bei Preisen von 16 Ct/kWh nicht wirtschaftlich. Die Futterkosten sind zu hoch. Chancen bestehen für Anlagen mit Verwertung von eigener Gülle-/Abfall.
Regionale Bank	Es gibt eine Anfrage; für die Fortführung sind Investitionen für Substratumstellung auf Zuckerrüben, Gülleeinsatz mit größeren Behältern und ein neuer Motor erforderlich.
	Sinnvoll sind Flexibilisierung und Investition nach den ersten 10 EEG Jahren und dann ein Gang in die Ausschreibung für die zweite Förderperiode. Es liegen keine Erfahrungen mit möglichen Fortführungen und keine Anfragen zur zweiten EEG-Förderperiode vor. Demnächst auslaufende Anlagen sind zu klein oder zu technisch veraltet. Fortführung kommt evtl. als "Sterbekonzept" mit reduzierter Leistung und Abnutzung der Altanlage.
	Wesentliche Investitionen kann die Vergütung für die zweite Förderphase nicht tragen. Fortführungsbedingungen sind günstige Rohstoffkonstellation (Gülle und Exkremente) und die Beherrschung der Inflationsrisiken auf der Kostenseite. Mögliche Erlöschancen sind schon ausgeschöpft (und es wurde entsprechend investiert): Flexibilisierung, Wärmeabsatz, evtl. Fahrbetrieb und - zusätzlich - Fortführung auf reduzierter Basis (wegen der geringeren Energiedichte von Gülle & Co.).
	Chancen für eine Fortführung unter dem neuen EEG bestehen nur in Verbindung mit Wärmenetz und Aufbereitung der Gärreste; Voraussetzung ist eine zukunftsorientierte Aufstellung und laufend fortentwickelte Anlage, Investitionen sind dann noch zukünftig für die Erneuerung des Rührwerks und Revision am Motor erforderlich. Die Weiterführung steht noch nicht auf der Tagesordnung.
	Die ersten Anlagen haben sich an der Ausschreibung beteiligt bzw. befinden sich im Verfahren. Ein Zuschlag um 18 Ct/kWh. reicht nur, wenn die bisherige Finanzierung weitgehend zurückgeführt ist.
Förderbank & Berater	Die neuen EEG-Fortführungskonzepte haben eine geringe ökonomische Attraktivität (kein kostendeckender Betrieb).
	Gespräche zur Fortführung unter EEG Bedingungen haben begonnen, sie befinden sich in einem frühem Stadium.
	Die Fortführung im Rahmen des neuen EEGs wird hin und wieder diskutiert, es ist aber Randthema bezogen auf die Finanzierungsanfragen aus dem Bereich der Biogasanlagen.
	Es gibt Darlehen zur Finanzierung von Aufstockungen in Verbindung mit der Verlängerung der Förderperiode. Fortführungschancen bestehen in Ackerbauregionen mit günstigen Pachten (Maisanabau).

Positive Indikatoren für eine Fortführung der Verstromung sind nach Expertenangaben darüber hinaus die Substratversorgung über eigene Flächen (Eigentum oder günstige Pacht) und eine eigene oder gut zugängliche Versorgung mit Gülle oder festen Tierexkrementen. Für Tierzuchtregionen werden positivere Prognosen gestellt als für Getreideregionen. So werde z. B. in einigen Regionen Baden-Württembergs, in denen viel Mais angebaut wird und günstige Pachtverträge abgeschlossen wurden, die Bereitschaft zur Fortführung groß sein, auch mangels Alternativen des Anbaus. Außerdem sind die Chancen für größere Betriebe mit entsprechenden Flächen und Tierbeständen besser als bei kleineren Betrieben, die Substrate zukaufen müssen. Dies begünstigt die östlichen Bundesländer mit größeren Betriebsflächen.

Weitere positive Fortführungsindikationen sind ein erfahrenes Management, belegt durch die Betriebsführung in der Vergangenheit, und positive mittelfristige Zukunftsperspektiven aufgrund einer geregelten Hofnachfolge in Verbindung mit entsprechenden Interessen und Fähigkeiten der Landwirte zum Weiterbetrieb der Anlagen.

Die Optimierung der bestehenden Anlagen sollte zur Wahrung von EEG-Fortführungschancen nach Expertenansicht bereits so weit wie möglich vorgenommen worden sein.

Tabelle 5 enthält eine Zusammenstellung der Positionen der Finanzierer zur Optimierung und Wärmenutzung bei Bestandsanlagen.

Als Fazit ist festzuhalten, dass es aktuell erst einige allgemeinere Anfragen und nur wenige konkrete Finanzierungsanfragen gibt. In der Breite ist aus Finanzierersicht noch kein Handlungsbedarf bei den Landwirten erkennbar. Eine Fortführung unter EEG 2021 wird sich nach Bankensicht aus Wirtschaftlichkeitsgründen nur unter günstigen betrieblichen Bedingungen rechnen, eventuell als Auslaufmodell mit reduzierter Leistung ohne größere Investitionen. Bei den in der Ausschreibung zu erzielenden Preisen scheinen größere Investitionen für die Fortführung nicht mit Krediten finanzierbar.

Tabelle 5:

Optimierungsmöglichkeiten von Bestandsanlagen aus Finanzierersicht

	Optimierung	Wärme
Überregionale Bank	Wärme sollte stärker in den Vordergrund gestellt werden. Einsatz wärmegeführter Biomethan-BHKW, Eigenstrom-Nutzung und Stromdirektvermarktung außerhalb des EEG werden als weitere Optimierungsmöglichkeit gesehen.	Am Anfang wurde bei sehr wenigen Anlagen die erzeugte Wärme genutzt. Wärme muss, wenn die Stromerzeugung unter EEG Bedingungen fortgeführt werden soll, genutzt werden.
	Bei Substratumstellung auf Wirtschaftsdünger (oder generell auf einen neuen Substratmix) ist eine externe Einschätzung über die Biologie notwendig.	Es liegen Anfragen zu Wärmenetzen vor. Wärmeverkauf wird als wichtiger Zusatzerlös gesehen.
	Gärrestverwertung ist ein Riesenthema, aber noch wenig konkret.	Optimierungskonzepte hinsichtlich der Wärmenutzung werden umgesetzt auch, wenn noch längere Restlaufzeiten vorhanden sind.
Regionale Bank	Es wurde die Erfahrungen gemacht, dass Anlagen bei Substratumstellungen nicht stabil liefen. Bei Substratumstellung können Investitionen in Gärbehälter nötig werden. Eine Gärrestvermarktung wird in der Region nicht durchgeführt, könnte aber in der Zukunft eine Rolle spielen.	Durch einen Wärmeabsatz können Biogasanlagen weiter betreiben werden. Dies gilt unter der Annahme, dass die Leistung dann jedoch reduziert werden muss.
	Gärrestvermarktung wird in "überschaubarem Rahmen" durchgeführt. Maiseinsatz im Substratmix wird verringert. Stellschrauben durch Optimierung spielen eine große Rolle, um einen finanziellen Vorteil durch Verbesserung der Ertragslage zu generieren. Der Möglichkeit der Erzielung von höhere Erlösen durch bessere Vermarktung des Stromes wird keine große Bedeutung beigemessen.	Es könne nur Anlagen in Zukunft weitergeführt werden, wenn sie ein (Fern)wärmenetz haben. Dies ist aber bei vielen Anlagen noch nicht der Fall.
	Optimierung ist zwingend für die Fortführung.	
	Wärme- und Gärrestvermarktung, Änderung im Substrateinsatz / Ersatz Mais Zuckerrübe sind noch nicht in der Umsetzung. Gülle: gute Chancen für Betriebe mit Gülleeinsatz aus dem eigenen Betrieb Pelletierung: ja, bekannt, erste Umsetzungen, aber keine sehr großen Investitionen (150-200 T EUR), funktioniert mit geeigneten Partnern.	Wärmeversorgung und Flexibilisierung sind gegensätzlich. Anlagen ohne Wärmekonzept (d.h. ohne Verpflichtung zu einer Wärmelieferung) haben einen Vorteil für die Flexibilisierung.
	Gärrestverwertung wurde in einem Fall versucht, war aber nicht sehr erfolgreich; Wärmeversorgung steht im Widerspruch zur Flexibilisierung; vermehrter Gülleanteil bringt Probleme bei den hohen Lagerfristen.	
Förderbank & Berater	Fortführungsfähig sind Anlagen mit zusätzlichen Erlösen aus Wärmeverkauf, neben dem Stromverkauf sind weitere Erlöse notwendig. Chancen bestehen bei erfolgter Flexibilisierung mit Wärmenetz, höherem Wirtschaftsdüngereinsatz und einem hohen Grad an Flexibilisierung.	Anlagen, gelten als "zukunftsträchtig", wenn sie ein Wärmenutzungskonzept haben und daraus Erlöse generieren.
	Flexibilisierung: vielfach Upsizing, manchmal auch Downsizing sinnvoll; Wärmenutzung und Gärrestaufbereitung regional und individuell standortspezifisch sehr unterschiedlich. EEG-Fortführung in Ackerregionen schwieriger, leichter in Veredelungsregionen mit kleineren Anlagen.	Wärmenutzung gilt als sehr regionales und individuelles Thema. Sie wird für einige Standorte als wichtig angesehen.
	Wärme und Flexibilisierung kommen als Aufstockungsinvestitionen bei Altanlagen oft vor.	Wärmeleitungen werden häufig finanziert. Wärmekonzepte werden als sinnvoll angesehen, um die reduzierten EEG Erlöse auszugleichen.

d) Betriebswirtschaftliche Bewertung einer Fortführung der Stromeinspeisung

Aufgrund der Unsicherheit in der Landwirtschaft über den Nutzen der Fortsetzung der EEG-Stromeinspeisung und der nur bedingt positiven Bewertung durch den Finanzbereich erscheint eine vertiefte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sinnvoll.

Bereits modernisierte bzw. sanierte und optimierte Biogasanlagen sind unter EEG 2021 Bedingungen ohne größere Investitionen wirtschaftlich fortführbar. Zumindest Anlagen, bei denen vor der Fortführung noch größere Investitionen getätigt werden müssen, sind nach Ansicht einiger Finanzierer aber wirtschaftlich nicht mehr fortführbar bzw. finanzierbar. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht muss ein Rückbau der Anlagen in Betracht gezogen werden, wenn die (reduzierten) Einnahmen und die individuellen Reinvestitionen zu einem jährlichen bzw. dauerhaften Verlust führen. Es stellt sich daher die Frage, welche Investitionen noch finanzierbar sind. Zu prüfen ist somit, wie es mit der Wirtschaftlichkeit der Fortführung bei unterschiedlichen Investitionsbeträgen aussieht.

Eine Reihe von Studien hat sich mit der Wirtschaftlichkeit der Fortführungskonzepte zur Verstromung nach dem EEG befasst.

In der Studie „Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht“ wurden auf Basis des Biogasanlagenbestandes verschiedene Anlagenkonzepte wie „landwirtschaftliche Biogasanlagen auf der Basis von NawaRo und Gülle mit Variation der Leistungsgröße und der Substratverteilung“ unter drei verschiedenen Betriebsmodellen (Substratanpassung, Flexibilisierung, Umstellung auf Biogasaufbereitung) untersucht (Daniel-Gromke et al. 2020). Eine Bewertung fand unter ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Kriterien für den Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2030 statt. Es wurde der Bedarf an Re-Investitionen für die Fortführung der Stromerzeugung (Betriebsmodell „Substratreduktion“ und „Flexibilisierung“) für verschiedene Komponenten (anteilig) ermittelt. Für eine 500 kW Anlage, die NawaRo und Gülle einsetzt und bei der als Betriebsmodell eine Substratreduktion des Maisanteils sowie die Reduktion der Bemessungsleistung auf 250 kW vorgenommen wird, lag der Re-Investitionsbetrag bei 598.654 €. Dabei wurde bei den baulichen Bestandteilen von Kosten für die Sanierung ausgegangen. Für technische Komponenten wie der Feststoffeintrag, die Mobiltechnik oder die Pumpen wurde ein vollständige Re-Investition angenommen. Für das BHKW wurde keine vollständige Re-Investition angenommen. Im Fall einer 500 kW Anlage, die im Betreibermodell „Flexibilisierung“ mit dem gleichen Substratdurchsatz weiterbetrieben werden soll, lagen die Gesamtinvestitionen bei 1.256.295 €. Da aber aktuell keine verifizierbaren belastbaren Ergebnisse bezüglich des realen Re-Investitionsbedarfs von Bestandsanlagen für einen Weiterbetrieb vorliegen, sind immer Einzelfallbetrachtungen notwendig.

Bei der ökonomischen Betrachtung zeigte sich, dass sich bei den NawaRo-Anlagen unter den Betriebsmodellen, die eine Substratreduktion von Anbaubiomasse vorsahen, die Stromproduktion sich kostengünstiger darstellen lässt als die Umstellung auf Biomethan. Die Stromgestehungskosten der Vor-Ort-Verstromungskonzepte lagen in den beiden Betriebsmodellen zwischen 18,8 bis 19,6 Ct/kWh. Um spezifisch niedrigere Kapitalkosten zu erzielen, sollten bevorzugte Konzepte über eine möglichst große Anlagenkapazität verfügen. Die Ergebnisse der Betriebsmodelle „Substratreduktion“ und „Flexibilisierung“ zeigten Kosten in ähnlichen Größenordnungen und können folglich beide präferiert werden. Für den Anlagenbestand gilt eine Aufteilung der Folgekonzepte, wonach kleinere Biogasanlagen (<250 m^3/h) bevorzugt als dezentrale Verstromungsanlagen weiter betrieben werden sollen. Weiterhin wird empfohlen, dass bei diesen Anlagen die regionale Energieversorgung verstärkt werden soll. Dabei sollte das Biogas bevorzugt zur Eigenbedarfsdeckung von Strom- und Wärme in den landwirtschaftlichen Betrieben und /oder für die Direktvermarktung von Haushalten, Gewerbe und Industrie genutzt werden.

Die Studie „Biogas nach dem EEG – (wie) kann‘s weitergehen?“ zeigt Beispielrechnungen der Wirtschaftlichkeit einer 500 kW Standardanlage, welche im Ausschreibungsmodell weiterbetrieben wird (Grösch et al. 2020). Es wird von einem Finanzbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen in Höhe von 627.681 € ausgegangen. Dazu gehören Bauwerke; Rührwerke, Einbringung, Technik; Planung, Ausschreibung; Gas- und Wärmespeicher; BHKW und Nachrüstung. Die Einnahmen setzen sich zusammen aus den Einnahmen für Strom (inklusive Flexzuschlag), Wärme und einem Düngewert. Im Ergebnis wird eine positive Gesamtkapitalrentabilität von 16,1 % ermittelt. Es wird darauf hingewiesen, dass Anpassungen, die für die 2. Förderperiode notwendig sind, frühzeitig berücksichtigt und realisiert werden sollen. Zu diesen Maßnahmen, die in den letzten 3-4 Jahren der ersten Vergütungsperiode umgesetzt werden sollen, gehören: nötige Generalüberholungsmaßnahmen, Anpassung für die Fahrweise der 2. Förderperiode (BHKW, Substratmix, Lagerkapazität etc.), angepasste Genehmigungen und die Abgabe des Gebotes zur Teilnahme an der Ausschreibung.

Die Studie „Weiterbetrieb flexibilisierter Biogasanlagen – realisierbare Gebotspreise im EEG 2017“ führt eine dynamische Investitionsrechnung mittels der Annuitätenmethode von 5 Biogasanlagen mit jeweils 3 Szenarien von unterschiedlichen Leistungsquotienten durch (Haensel et al. 2020). Die betrachteten Biogasanlagen hatten eine installierte Leistung, die zwischen 265 und 562 kW liegt. Es werden die Annuitäten, die für den durchschnittlichen jährlichen Überschuss oder das durchschnittliche jährliche Defizit stehen, ermittelt. Der Betrachtungszeitraum umfasst die 10 Jahre der Anschlussförderung nach der ersten EEG-Vergütungsperiode. Bei einer Verdopplung der Verstromungskapazität (Leistungsquotient zwischen 2,13-2,24) lagen die Investitionssummen

zwischen 616.979 bis 1.131.342 € (Ø 799.939 €). Dabei waren die Gesamtinvestitionen unterteilt in Investitionen für die Anschaffung eines weiteren BHKW sowie Investitionen in den Zubau eines Gasspeichers, Zubau eines Wärmespeichers und sonstige Investitionen. Bei einer dreifachen Leistungserhöhung (Leistungsquotient zwischen 2,98-3,39) lagen die Gesamtinvestitionen zwischen 841.197 und 1.583.500 € (Ø 1.174.970 €). Bei einer Vervierfachung (Leistungsquotient zwischen 3,81-4,74) lagen die Gesamtinvestitionen zwischen 1.087.126 und 2.060.203 € (Ø 1.513.594 €).

Im Ergebnis konnte für alle Anlagen ermittelt werden, dass positive Resultate mit steigender elektrischer Leistungsüberbauung einhergehen. Dies wird auf die Skaleneffekte der Flexibilisierungsinvestitionen (vornehmlich BHKW) zurückgeführt. Dabei wirken sich die Mehrerlöse, die durch die staatliche Förderung mittels der Flexibilitätsprämie und -zuschlag erzielt werden können, stärker auf die Wirtschaftlichkeit aus als die notwendigen Mehrkosten. Für alle betrachteten Biogasanlagen wurde errechnet, dass eine vierfache Überbauung der BHKW Kapazität die ökonomisch sinnvollste Option darstellt. Als hemmende Faktoren für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb werden hohe Stromgestehungskosten (z. B. durch den Einsatz von teuren Substraten) genannt. Weiterhin ist entscheidend, dass die Flexibilisierungsmaßnahmen über die Flexibilitätsprämie refinanziert werden können. Als Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessern können, wird der Einsatz von kostengünstigen Substraten sowie die Erhöhung der externen Wärmeausnutzung genannt. Auch ein guter baulicher und technischer Zustand wirkt sich positiv auf die wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit der Anlagen aus, da so zu Beginn der Anschlussförderung hohe Instandhaltungsinvestitionen verhindert werden können.

In der Studie „Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlussszenarien“ wird der Kapitalwert dieser Anschlussszenarien berechnet und ökonomisch bewertet. Neben reinen Anschlussszenarien der Stromproduktion werden auch Szenarien mit anteiliger Strom- und Kraftstoffproduktion betrachtet (Gökgöz et al. 2020). Eine 500 kW Modellbiogasanlage im ländlichen Raum mit Inbetriebnahmejahr 2001 dient als Bewertungsgrundlage. Es wurden 7 Anschlussszenarien (A-C sind reine Stromproduktionsszenarien mit unterschiedlichen Formen und Ausprägungen der Flexibilisierung) über den Zeitraum von 10 Jahren betrachtet. Unter den Verstromungskonzepten erzielte das Szenario mit der zweifachen Überbauung die höchste Wirtschaftlichkeit. Es wurde ein interner Zinsfuß von 13,7 % ermittelt. Dabei wurden Ersatzinvestitionen in Höhe von 704.254 € und Neuinvestitionen von 1.062.329 € angenommen. Darauf folgte das Szenario mit der vierfachen Überbauung. Diese Reihenfolge ergab sich, da bei der zu diesem Zeitpunkt gültigen Rechtslage davon ausgegangen werden musste, dass die Flexibilitätsprämie entfällt (durch Erreichung des Flexdeckels). Wenn die Flexibilitätsprämie einbezogen wird, dann hätte sich das Szenario der vierfachen Überbauung als wirtschaftlicher erwiesen.

Das Verbundvorhaben „Next Generation Biogas – einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA)“ führte eine mehrstufige Analyse von Folgekonzepten für Bestandsanlagen mittels Experteninterviews, online-Befragungen sowie Simulationen durch (Güsewell et al. 2020). Für die Modellierung wurden regionale Bestandsdaten zu den Biogasanlagen in Thüringen und Niedersachsen aggregiert. Als wirtschaftlichste Option für einen Weiterbetrieb nach der ersten EEG-Förderperiode stellte sich die Beteiligung an den Ausschreibungen mit einer deutlichen Flexibilisierung der Anlage dar. Als Grundvoraussetzung gilt dabei jedoch, dass nach 2023 eine Fortschreibung des Ausschreibungsvolumens stattfindet. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit innerhalb der EEG-Vergütung hat der Wärmepreis, welcher von dem Flexbonus gefolgt wird. Im Einzelnen betragen die Investitionen bei einer Fortsetzung der Verstromung je nach Konzept und Anlage zwischen 0,4 und 0,8 Mio. €. Bei Gestehungskosten von 20 Ct/kWh für Anlagen über 140 kW und einem Überbauungsgrad > 3 entscheiden mögliche Zusatzerlöse vor allem aus Flexibilisierung und Wärmevermarktung von im Schnitt 7 Ct/kWh über die Wirtschaftlichkeit der EEG-Fortführungskonzepte. Allerdings zeigt die Studie auch, dass die Rentabilität der Investitionen sehr anlagenspezifisch ist und es leicht zu negativen Kapitalwerten kommen kann.

Die Studie „Analyse der Marktaussichten von Biogasanlagen - Sensitivitätsanalyse der Kosten und Erlöspotentiale unter Berücksichtigung von Optionen der Direktvermarktung sowie der Teilnahme am Markt für Regelenergie“ geht von Investitionsausgaben zwischen 310.000 € für eine unter EEG fortzuführende 75 kW-Bestandsanlage und 1.700.000 € für eine 1.000 kW Bestandsanlage aus. Als Stromgestehungskosten incl. Abschreibungen und Kapitalkosten werden für Bestandanlagen zwischen 24,2 Ct/kWh für die 75 kW-Anlage und 13,0 Ct/kWh für 1.000 kW-Anlage ermittelt. Bei Erlösen nach dem (EEG 2017-)Marktprämienmodell und Nutzung von Flexibilitätslösungen sind dieser Studie nach bei „durchschnittlich effizienten“ Bestandanlagen die Kosten ab einer Anlagengröße von 250 kW gedeckt (Böhm et al. 2018).

Aktuelle Ergebnisse von Befragungen im Rahmen des „Biogas-Messprogramm III“ zeigen, dass die Stromgestehungskosten eines großen Teils der Bestandsanlagen oberhalb des Höchstgebotspreises liegen (Barchmann et al. 2021). Für die Wärmenutzung ergab sich, dass der Anteil von extern genutzter Wärme (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage) im Mittel bei 55 % liegt. Lediglich 16 von 210 befragten Anlagenbetreiber gaben an, die Wärme in nahezu vollem Umfang zu nutzen. Es besteht daher noch Steigerungspotenzial in diesem Bereich. Die Mehrzahl der untersuchten Anlagen erzielten im Betrachtungszeitraum einen Gewinn im Bereich von 3 bis 8 Ct/kWh. Der durchschnittliche Gewinn lag bei 4,59 Ct/kWh. Die mittleren Stromgestehungskosten der betrachten Biogasanlagen (n=50) lagen bei 18,9 Ct/kWh_{el}. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse der ökonomischen Analyse nicht repräsentativ für den deutschen Biogasanlagenbestand sind, da die

betrachteten Anlagen keinen repräsentativen Querschnitt aller Anlagen darstellen (Barchmann et al. 2021).

Ohne auf die Methodik und die Detailergebnisse der Studien einzugehen, zeigt sich jedoch, dass die Wirtschaftlichkeit der Fortführung unter EEG-Bedingungen auf den ersten Blick häufig positiv gesehen wird, aber bei näherer Betrachtung grenzwertig ist. Auch wenn sich die Bedingungen unter dem EEG 2021 gegenüber den Studien zugrundeliegendem EEG 2017 verbessert haben, liegen die Gestehungskosten bei fast allen Studien oberhalb der erzielbaren Stromerlöse aus dem EEG-Ausschreibungsverfahren. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Fortführung sind auf Basis dieser Studien Zusatzerlöse aus Wärmevermarktung und Flexibilisierung. Unter diesen Bedingungen ist in den meisten vorliegenden Studien eine wirtschaftliche Fortführung unter EEG-Bedingungen mit einer großen Wahrscheinlichkeit möglich. Ob die Fortführung allerdings auch finanzierbar ist, hängt entscheidend vom Finanzbedarf und dieser wiederum von den nötigen Investitionen ab. Die vorliegenden Studien gehen für eine Fortführung je nach Zustand der Bestandsanlagen bei einer 500 kW-Anlage von Investitionen zwischen 0,5 und 1,7 Millionen € aus. Es stellt sich somit die Frage, welche Investitionen für die Fortführung unter EEG Bedingungen tragbar sind.

Um diese Frage zu beantworten, wurde ein an der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft entwickeltes Cash Flow-Modell für Biogasanlagen vereinfacht und angepasst.

Das Modell zeigt über den Betrachtungsraum der 10-jährigen Anschlussförderung durch das EEG verschiedene Cash Flows (siehe Abbildung 2).

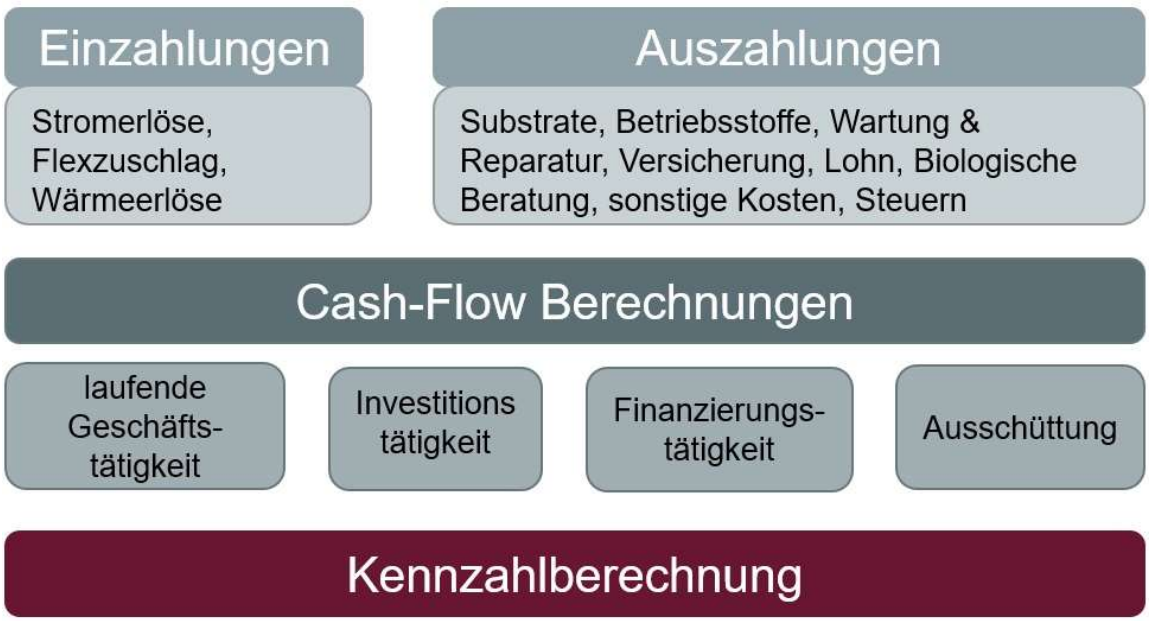

Abbildung 2: Cash Flow Modell für Fortführung unter EEG-Rahmenbedingungen

Als Grundlage diente eine 500 kW Bestandsanlage, die die technischen Anforderungen für die Vergütung durch Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen erfüllt. Dafür wurde eine Flexibilisierung durch den Zubau von weiteren 500 kW installierter Leistung durchgeführt. Auch der Substratmix wurde angepasst.

Auf der Einzahlungsseite ergeben sich die Haupteinnahmen - wie auch schon während der ersten Förderperiode - aus der EEG-Vergütung des Stromes. Angenommen werden vorsichtig geschätzte 15,5 Ct/kWh. Hinzukommen die Einzahlungen durch den Flexzuschlag (65 €/kW) sowie Einnahmen aus der Wärmevermarktung. Für die Wärmevermarktung wird von ebenfalls sehr vorsichtig geschätzten 1 Ct/kWh ausgegangen. Daneben können weitere Einnahmen aus der flexiblen Stromproduktion generiert werden. Dabei bestehen jedoch aufgrund der Entwicklung des Strommarktes große Unsicherheiten. Daher sind solche Einnahmen bei Finanzierungsrechnungen kaum zu berücksichtigen. Auch Einnahmen durch die Aufbereitung und Vermarktung der Gärreste zu (standardisierten) Düngemitteln sind möglich. Die Erschließung dieses Marktes wird jedoch nicht als realistisch für einen Großteil der Bestandsbiogasanlagen gesehen und ist bei der Berechnung außer Betracht geblieben.

Auf der Gestehungsseite lassen sich die jährlichen Auszahlungen in die Kategorien Substrat, Personal, Instandhaltungskosten und sonstige Kosten unterteilen. Bei den laufenden Auszahlungen machen die Zahlungen für die eingesetzten Substrate den Hauptbestandteil aus. Laut Betreiberbefragung des aktuellen Biogasmessprogramms haben die durchschnittlichen relativen Substratkosten mit 38,15 % den größten Anteil an den jährlichen Gesamtkosten der analysierten Biogasanlagen. Als mittlere Substratkosten in €/t_{FM} ergaben sich für Mais-Ganzpflanzensilage Kosten von 36 €/$t_{FM.}$ Dabei lag das Maximum bei 59 €/t_{FM} und das Minimum bei 27 €/t_{FM}. Als günstigstes Substrat wurde Zuckerrübe mit den durchschnittlichen Substratkosten von 30 €/$t_{FM.}$ ermittelt. (Barchmann et al. 2021).

Die Auswertung von Studien sowie die eigenen Modellrechnungen zeigen, dass die wesentlichen Parameter für die Wirtschaftlichkeit die Höhe der erzielbaren EEG Vergütung (kombiniert mit der Gewährung des Flexzuschlags), die Wärmevermarktung sowie die Kosten für die eingesetzten Substrate sind. Außerdem kann der Grad der Flexibilisierung bedingt durch die entstehenden Skaleneffekte größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Weiterhin hat der technische Zustand der Bestandsanlage großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs, da er die Höhe der für die zweite Förderperiode notwendigen Anpassungs- und Repoweringinvestitionen beeinflusst.

Aus dem Modell heraus kann zunächst der Frage nachgegangen werden, ob die Anlage unabhängig von den noch zu tätigen Investitionen im laufenden Geschäft wirtschaftlich betrieben werden kann und – falls ja - welche Investitionen vorgenommen werden können, sodass die Fortführung der Anlage immer noch wirtschaftlich ist.

Zur Analyse des Folgekonzeptes werden im Modell bankübliche Kennzahlen, insb. Schuldendienst-

deckungsgrad (DSCR) und interner Zinsfuß für den Gesamtkapitaleinsatz ermittelt. Bei den Investitionssummen wird entsprechend den Expertengesprächen und den Studien mit Investitionen in Höhe von 0,5 Mio. €, 1,0 Mio. € und 1,5 Mio. € gerechnet. Beim Wärmepreis werden 1 Ct/kWh und 4 Ct/kWh geprüft. Es werden 100 % und 70 % Fremdfinanzierung angenommen.

Es zeigt sich sehr schnell, dass die Modellbiogasanlage auch bei niedrigen Wärmeerlösen von 1 Ct/kWh nennenswerte positive operative Ergebnisse erzielt. Diese Ergebnisse reichen jedoch nur aus, um bei einer üblichen Mindest-DSCR von 1,3 Investitionen in Höhe von 500.000 € vollständig mit Fremdkapital zu finanzieren (Szenarien 1-4). Bereits eine Investition von 1.000.000 € ist nur bei höheren Wärmeverkaufspreisen von 4 Ct/kWh vollständig fremdfinanzierbar (Szenario 6). Bei einem Eigenkapitalanteil von 30 % lassen sich dagegen auch 1,0 Mio. € Investitionen mit Wärmeerlösen von 1 Ct/kWh fremdfinanzieren (Szenario 8). Eine Investition von 1,5 Mio. € erfordert Wärmeerlöse von 4 Ct/kWh und einen Eigenkapitalanteil von 30 % (Szenario 7).

Tabelle 6:
Kennzahlen für Fortführung der Stromerzeugung sortiert nach Finanzierbarkeit

Szenario Nr.	Fremd-kapital-anteil [%]	Investitions-summe [Mio €]	Wärme-preis [€/kWh]	Schulden-dienst-deckungs-grad (DSCR) (min)	Interner Zinsfuß / Gesamt-kapital [%]	EBITDA (Jahres-durch-schnitt) [T€]	Jahresüber-schuss nach Steuern (Jahresdurch-schnitt) [T€]
1	70	0,5	0,04	3,66	58,11	373	219
2	100	0,5	0,04	2,57	58,11	373	218
3	70	0,5	0,01	2,58	37,83	239	127
4	100	0,5	0,01	1,79	37,83	239	125
5	70	1	0,04	1,99	28,09	373	181
6	100	1	0,04	1,40	28,09	373	178
7	70	1,5	0,04	1,43	16,78	373	143
8	70	1	0,01	1,43	16,12	239	89
9	100	1,5	0,04	1,01	16,78	239	139
10	100	1	0,01	1,01	16,12	239	86
11	70	1,5	0,01	1,06	7,55	239	51
12	100	1,5	0,01	0,75	7,55	239	47

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

3. Umstellung auf die Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung

a) Rechtliche, technische und betriebswirtschaftliche Grundlagen

Bedingt durch die Förderung der Stromerzeugung im Rahmen des EEG hat sich in Deutschland als Hauptnutzungsform von Biogas die dezentrale Verstromung des erzeugten Rohgases unter Einsatz von Verbrennungsmotoren am Entstehungsort entwickelt. Allerdings kann das Biogas nach einer Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung in das Gasnetz auch an anderen Orten unter EEG-Bedingungen verstromt werden. Wenn Biomethan zur Verstromung und/oder Wärmeerzeugung innerhalb des EEG 2017/21 benutzt wird, dann gelten im Wesentlichen die Ausführungen unter Kapitel 4. Dabei stehen sich im Wesentlichen Mehrkosten für Aufbereitung und Einspeisung des Biogases den Mehrerlösen aus einer besseren Wärmevermarktung gegenüber.

Wie auch bei der Entwicklung des Neubaus von Biogasanlagen fand in den letzten Jahren kaum Neubau von Biogasaufbereitungsanlagen statt. Im Mai des Jahres 2021 waren an 222 Standorten 232 Anlagen mit einer Aufbereitungskapazität von 146.959m^3_N/h in Betrieb; aktuell sind weitere 6 Aufbereitungsanlagen in Bau oder Planung (Reinholz und Völler 2021).

Außerhalb der Verstromung kann das zu Biomethan aufbereitete Biogas auf unterschiedliche energetische sowie stoffliche Arten genutzt und vermarktet werden. Interessant ist besonders die Kraftstoffnutzung des Biomethans. Im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen lässt sich Biomethan als hocheffizienter Kraftstoff mit einem hohen spezifischen Flächenertrag einstufen und schneidet bezogen auf die Verminderung von Treibhausgasemissionen gut ab (Edel und Kühnel 2019). Die verschiedenen organisatorischen Möglichkeiten der Erzeugung und Vermarktung von Biomethan sind in Abbildung 3 dargestellt.

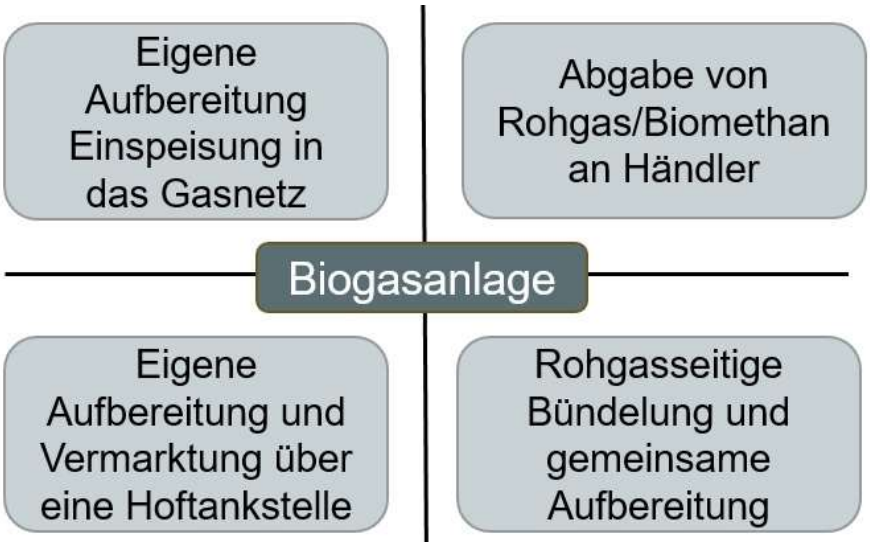

Abbildung 3: Biomethanerzeugung und Vermarktung

Interessant ist auch eine Umwandlung in grünen Wasserstoff. Hier lassen sich aktuell jedoch noch keine Aussagen zu Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit treffen.

Für die Vermarktung von Biogas im Mobilitätssektor wurden vorrangig durch die EEG Novelle 2004 sowie durch die Änderungen der Gasnetzzugangsverordnung im Jahr 2008 die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, welche die Biogasaufbereitung, Einspeisung, Ausspeisung und Nutzung förderten (C.A.R.M.E.N 2015).

Um eine Biomethanaufbereitung an Bestandsanlagen zu realisieren, müssen technische Änderungen, die mit einem Investitionsbedarf und zusätzlichen Betriebsausgaben einhergehen, vorgenommen werden. Um aus Biogas Biomethan, das Erdgasqualität erreicht, herzustellen, ist ein Aufbereitungsprozess nötig. Das Ziel des Aufbereitungsprozesses ist die Abtrennung von CO_2 zur Steigerung des Methangehaltes. Für den Prozessschritt der Methananreicherung gibt es verschiedene Verfahren, wie Adsorptions-, Absorptions- und Membrantrennverfahren (Technische Universität Wien 2012). Außerdem wird eine Gastrocknung und die Entfernung von weiteren Gasbegleitstoffen durchgeführt. Diese Prozessschritte sind erforderlich, da der Methangehalt im Rohbiogas für eine Einspeisung in das deutsche Gasnetz sonst zu gering wäre (Dunkelberg et al. 2015). Es gibt verschiedene chemische, physikalische und biologische Aufbereitungsverfahren. Aus technisch-ökonomischer Sichtweise sind diese Verfahren nahezu ausgereift; es ist jedoch ein hoher Energie- und Ressourcenaufwand nötig. Vor allem biologische Verfahren müssen noch weiter erforscht werden. Für kleinere Anlagen zeigt die Druckwasserwäsche eine bessere Wirtschaftlichkeit (Ahmed et al. 2021).

Bei den spezifischen Kosten für die Aufbereitung lassen sich deutliche Unterschiede in Abhängigkeit von dem gewählten Aufbereitungsverfahren und der Rohgasmenge feststellen (Beil et al. 2019).

Um Biomethan im Kraftstoffsektor als BIO-CNG (Compressed Natural Gas) zu nutzen, kann es entweder in das Gasnetz eingespeist werden und dann an einem beliebigen Ausspeisepunkt zur Kraftstoffnutzung entnommen werden oder direkt am Produktionsort in Form einer Hoftankstelle zur Verfügung gestellt werden. Auch ein weiterer Aufbereitungsschritt hin zu Liquefied Natural Gas (LNG) ist denkbar. Bei den Konzepten der Biogasaufbereitung zu CNG oder LNG ist jeweils eine Bündelung des Rohgases eine Möglichkeit, um höhere Aufbereitungskapazitäten zu generieren. Außerdem könnte dadurch die Biogasproduktion von der Aufbereitung entkoppelt werden und somit der Standort der Aufbereitungsanlage an die Abnahmeseite angepasst werden. Durch die Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) können neben den Einnahmen aus dem reinen Kraftstoffverkauf Zusatzerlöse generiert werden.
Betriebswirtschaftlich stellt sich somit die Frage, ob die alternativen und zusätzlichen Einnahmen aus dem Biomethanverkauf die alternativen bzw. zusätzlichen Investitionsausgaben und die damit verbundenen Betriebsausgaben einer Fortführung und Umstellung der bisherigen EEG-Anlagen rechtfertigen.

Einspeisung in das Gasnetz und Nutzung im Mobilitätssektor

Die entscheidende technische Komponente, um das erzeugte Biomethan in das Gasnetz einzuspeisen, stellt der Netzanschluss dar (Graßmann 2013). Gasnetzbetreiber sind durch § 17 EnWG zum Anschluss von Biomethananlagen an das Gasversorgungsnetz verpflichtet. Die Kosten, welche für den Netzanschluss anfallen sind zu 75 % durch den Netzbetreiber zu übernehmen. Die restlichen 25 % der Kosten für den Netzanschluss und eine Verbindungsleitung von einer Länge bis zu 1 km entfallen auf den Anschlussnehmer und sind auf eine Höhe von 250.000 € begrenzt. Diese Begrenzung soll zukünftig nur noch für Anschlüsse gelten, deren Gesamtlänge einen Kilometer nicht überschreitet. Bei einer größeren Länge sollen für den Netzanschluss die Kosten gesamthaft und ohne Anwendung des Kostendeckels im Verhältnis 25:75 geteilt werden (Orland und Milovanovic 2021). Da der Netzbetreiber der Eigentümer des Netzanschlusses ist (nach GasNZV § 33), ist dieser auch für dessen Instandhaltung verantwortlich. Da bei der dezentralen Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz das vorgelagerte Netz nicht in Anspruch genommen wird, werden an die dezentralen Einspeiser sogenannte „vermiedene Netzkosten“ in Höhe von 0,7 Ct/kWh weitergereicht (Reinholz und Kühnel 2018). Um Biomethan über das Gasnetz zu transportieren, werden meist Biogas- oder Erdgashandelsgesellschaften eingesetzt. Weiterhin sind verschiedene Verträge wie Biogas-Bilanzkreis-Einspeise- und Ausspeiseverträge abzuschließen (Edel und Kühnel 2019).

Wurde Biogas so aufbereitet, dass es die Spezifikationen von Erdgas erfüllt, ist es chemisch mit diesem identisch und kann daher in Fahrzeugen, die für CNG ausgelegt sind, getankt werden (Kaltschmitt et al. 2016). Dieser direkte Einsatz des Biomethans als Kraftstoff wird bisher nur in geringem Maße genutzt (Fischer et al. 2016). Insgesamt fahren in Deutschland ca. 100.000 Erdgasautos mit diesem Treibstoff (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) 2018).

Vermarktung als Kraftstoff für Pkw (CNG) an einer hofeigenen Tankstelle

Neben der zuvor beschriebenen Abgabe des aufbereiteten Biogases über das Erdgasnetz an Tankstellen ist eine weitere Vermarktungsmöglichkeit die Errichtung einer lokalen „Hof-Tankstelle“ am Erzeugungsort. In diesem Fall wird kein Anschluss an das Erdgasnetz benötigt. Da kein Händler für das Biomethan notwendig ist, liegt die gesamte Wertschöpfung beim Betreiber der Biogasanlage. Demgegenüber steht jedoch die Herausforderung, den lokalen Absatzmarkt zu erschließen.

Produktion und Vermarktung von LNG

Die Produktion von LNG stellt einen weiteren Aufbereitungsschritt des Biomethans dar, in dem ein flüssiger, geruchsloser und ungiftiger Kraftstoff erzeugt wird. Dabei wird das Biomethan durch einen Kälteprozess bei -162°C und 1 bar Druck verflüssigt (Edel et al. 2019). Durch diese Verflüssigung kann das Volumen reduziert werden und entsprechend erhöht sich die Energiedichte bezogen auf das Volumen. Laut LNG Taskforce sind aktuell (Stand 06/2021) 76 LNG-Tankstellen in Betrieb (Reinholz und Völler 2021). Im Vergleich zu CNG sind größere Reichweiten möglich und daher kann dieser Kraftstoff vielseitig eingesetzt werden. Er kann sowohl im Schwerlast- und Schifffahrtsverkehr als Alternative zu Dieselkraftstoff als auch als Brennstoff in der Industrie dienen (Kralemann und Rüschen 2019). Im Vergleich zu den Vorjahren wird durch die temporäre Mautbefreiung für CNG/LNG-LKW eine stärkere Entwicklung des Kraftstoffabsatzes in diesem Bereich erwartet. (Reinholz und Völler 2021).

Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote

Neben den Erlösen aus der Kraftstoffvermarktung können auch Erlöse durch den Handel mit der Treibhausgasminderungsquote generiert werden. Die Quote kann mit Unternehmen aus der Mineralölwirtschaft gehandelt werden, da diese die Treibhausgasminderungsquote einhalten müssen. Für die Einhaltung können jedoch auch flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel und Bioethanol eingesetzt werden. Wird der Verpflichtung zur Quotenerfüllung nicht nachgekommen drohen den betroffenen Unternehmen Strafzahlungen (Pönale). Da für die Pönale zunächst eine Höhe von

0,47 €/kgCO_2Äquivalent und aktuell 0,60 €/kgCO_2Äquivalent festgelegt wurde, ergibt sich ein Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen (Naumann et al. 2019).

Bei der Erzeugung und dem Einsatz von Biomethan als CNG Treibstoff lassen sich verschiedene Bereiche, in denen Treibhausemissionen auftreten, identifizieren. Dadurch kann die Höhe der THG-Emissionen des erzeugten Kraftstoffes ermittelt werden und somit letztendlich das spezifische THG Minderungspotenzial. Die Bereiche in denen THG Emissionen auftreten, sind in Abbildung 4 dargestellt und umfassen unter anderem die Substraterzeugung und Transport, Strom- und Wärmebedarf der Biogasanlage und die anschließende Biogasaufbereitung zu Biomethan (Wietschel et al. 2019).

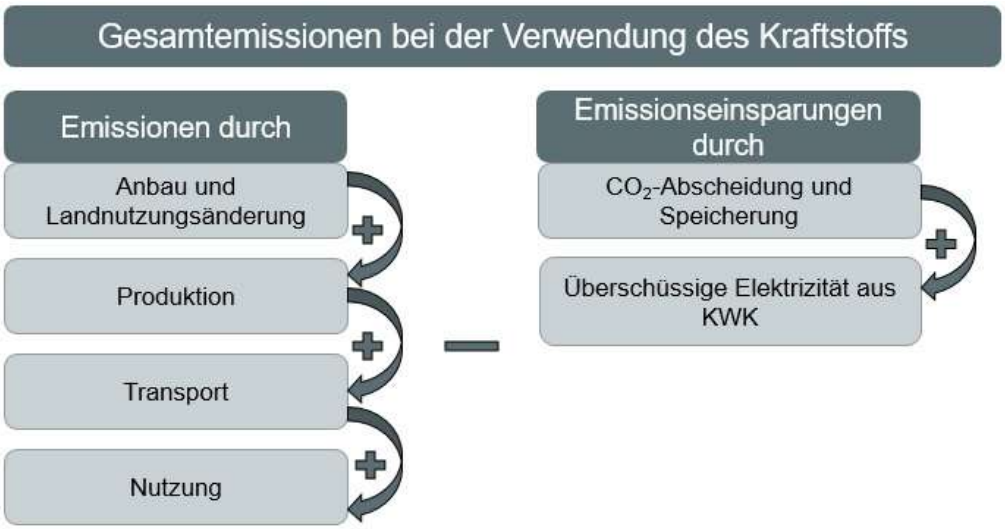

Abbildung 4: Berechnung der THG-Emissionen

Hohe Treibhausgasminderungspotenziale ergeben sich vor allem durch einen Einsatz von Reststoffen (z. B. Wirtschaftsdünger) als Substrate für die Biogaserzeugung. Diese hohen THG-Minderungen können zu einem entsprechend hohen Quotenpreis führen. Da Biomethan aus Gülle eine anrechenbare THG-Vermeidung von bis zu 200 % aufweist, übersteigt die Nachfrage das derzeitige Angebot deutlich (Reinholz und Völler 2021).

Voraussetzung für die Vermarktung der THG-Minderung ist eine zertifizierte Treibhausgasbilanzierung des produzierten Biomethan-Kraftstoffs. Dadurch wird die Einhaltung der Anforderungen an die Nachhaltigkeit bescheinigt. Zertifizierungsstellen wenden dabei ein Zertifizierungssystem an und führen Kontrollen und Auditierungen durch und können so ein Zertifikat und einen Nachhaltigkeitsnachweis ausstellen (Maierhofer et al. 2018) .

b) Positionierung der Landwirte

Bei den Konzepten zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan gibt es aus der landwirtschaftlichen Expertensicht noch kein abgeschlossenes Meinungsbild über deren Zukunftsfähigkeit. Dies hängt vor allem mit den aktuell noch unklaren rechtlichen Rahmenbedingungen sowie der zur Verfügung stehenden Technik und den organisatorischen Herausforderungen zusammen. Es wird erkannt, dass Chancen vor allem dann bestehen, wenn das Biomethan aus Reststoffen erzeugt wurde. Aktuell prüfen die meisten befragten Akteure, die eine Biogasanlage betreiben, ob sich eine Umstellung auf die Biogasaufbereitung bei ihren Anlagenkonzepten realisieren lassen könnte und wirtschaftlich wäre. Um dies zu bewerten wird häufig geprüft, wie groß die Entfernung zum Erdgasnetz ist. Eine Übersicht zu den Einschätzungen der drei Folgekonzeptmöglichkeiten ist in Tabelle 7 dargestellt.

Die Experten sind über die Möglichkeit der Errichtung einer Hoftankstelle informiert, erachten dieses Konzept jedoch nicht als realistische Alternative. Dies hängt vor allem mit dem Stand der Aufbereitungstechnik sowie dem hohen organisatorischen Aufwand zusammen. Es wird höchstens als Einzelfalllösung gesehen, wenn günstige Standortbedingungen gegeben sind.

Bei der Möglichkeit einer rohgasseitigen Bündelung von mehreren Biogasanlagen werden als Hemmnisse die Entfernungen, Topographie sowie unterschiedliche EEG-Vergütungszeiträume und das Konfliktpotenzial durch unterschiedliche Meinungen gesehen.

Im Bereich der Aufbereitung zu LNG werden die Investitionen als sehr hoch eingeschätzt. Über diesen Bereich wird zwar in der Branche informiert, es wird jedoch auch noch auf Erfahrungen aus Wissenschaft und Praxis gewartet, um eine abschließende Bewertung tätigen zu können.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass landwirtschaftliche Experten den Folgekonzepten der Kategorie Biomethanaufbereitung unter verschiedenen Bedingungen Erfolgschancen einräumen. Vor allem die unklare rechtliche Situation und die fehlende Ausgereiftheit der Technik werden als Hemmnisse gesehen. Dafür besteht jedoch die Hoffnung, dass in den nächsten Jahren die Situation besser zu bewerten sein wird.

Tabelle 7:
Positionierung der landwirtschaftlichen Experten zu Folgekonzepten mit Gasaufbereitung

Beschreibung	Einspeisung ins Gasnetz	Betrieb einer Hoftankstelle	LNG Produktion
Betreiber	Entfernung zum Gasnetz von eigener Biogasanlage ist zu weit → Konzept ist nicht technisch oder finanziell darstellbar.	Wird als technisch sehr aufwändiges Konstrukt gesehen und daher, nicht realisierbar (höchstens für Einzelfälle).	Wird als mögliches Folgekonzept für die eigene Anlage angesehen, verfahrenstechnische und organisatorische Möglichkeiten werden geprüft.
	Anschlussmöglichkeiten an das Erdgasnetz werden aktuell geprüft; positive Einstellung gegenüber der (späteren) Nutzung der Biogasanlage als Einspeiseanlage.	Mögliches Konzept bei einem günstigen Anlagenstandort; technische Herausforderungen im Aufbereitungsbetrieb.	
		"Pioniergeist"; durch den Standort der Anlage (nicht genügend Abnehmer) ist das Konzept nicht realisierbar.	Aktuell kein Potential dieses Konzeptes.
	Breite Nutzungsmöglichkeit von Biogas durch die Einspeisung wird anerkannt; noch keine abgeschlossene Meinungsbildung.	Erwartung, dass es in den nächsten Jahren konkretere Anhaltspunkte geben wird.	
Multiplikatoren	Mögliches Konzept bei Zusammenschluss von Anlagen und gemeinsamer Aufbereitung; Einflussfaktoren: Anlagengröße, Wärmekonzept, Entfernung zum Gasnetz.	Viel Kompetenz ist nötig, um das Konzept umzusetzen, regulatorischer Aufwand wird als sehr hoch eingestuft.	Könnte eine mögliche Perspektive sein.
	Abgabe eines Teiles der Wertsteigerung; Kapazitäten von durchschnittlichen Biogasanlagen sind zu klein für eine wirtschaftliche Gasaufbereitung; speziell Deutschland wird als sehr teuer für die Gaseinspeisung eingestuft.	Konzept kommt nicht für sehr viele Betreiber in Frage (Spezialfälle), schwierige Rahmenbedingungen (nur wenige Hersteller bieten Gasautos an); Beobachtung, dass Betreiber dieses Konzept (aufgrund der vielen technischen/regulatorischen Herausforderungen) für sich als nicht umsetzbar einstufen.	Große Investitionen wären nötig, um in diesen Bereich einzusteigen.
	Einspeisung in das Gasnetz als Standardfall.	Wird nicht als "goldener Weg" eingestuft.	Es wird noch auf Erfahrungen aus Wissenschaft und Praxis gewartet, um den effektivsten Weg bestimmen zu können.

c) Positionierung der Banken

Es stellt sich zunächst die Frage, ob und inwieweit sich die finanzierenden Banken mit Alternativen zur Verstromungslösungen bei der Fortführung der Anlagen befasst haben bzw. bereits befassen mussten, weil entsprechende Anfragen erwartet werden oder bereits vorliegen. Für den Fall, dass sich die Banken mit den Lösungen befasst haben, stellt sich außerdem die Frage, wie solche Lösungen bankseits bewertet werden.

Knapp die Hälfte der befragten Finanzierungsexperten sehen in der Biogaseinspeisung und, abgeschwächt, auch für LNG ein Zukunftsmodell für landwirtschaftliche Biogasanlagen, auch als Alternative zur Verstromung. Grundsätzlich werden solche Modelle aber nur für größere Biogasanlagen gesehen. Bestandsanlagen bis 500 kW seien für die Umstellung zu klein. Die Wirtschaftlichkeit wird für 125m^3_N/h bzw. 700m^3_N/h gesehen, für die Umstellung auf LNG kämen nur Anlagen mit mehr als 1 MW in Betracht. Die Mindestgrößen könnten nach Ansicht einiger Experten zwar auch durch Zusammenschlüsse von kleineren Anlagen erreicht werden. Allerdings gelten solche Zusammenschlüsse von Landwirten zu größeren Anlagen wie schon bisher der gemeinsame Betrieb solcher Anlagen als schwierig und werden nur in seltenen Fällen erwartet. Für die bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen komme es somit auf Entwicklung und Einsatz zuverlässiger Technik für kleinere Anlagen an. Allerdings lagen den Experten dazu noch keine belastbaren Informationen vor.

Aktuell spielt das Thema Biogaseinspeisung/Methanisierung, Nutzung als Kraftstoff über Hoftankstellen oder Umwandlung zu LNG jedoch bei fast allen befragten Finanzierungsexperten für die Fortführung von Bestandsanlagen keine Rolle. Lediglich in zwei der befragten Banken liegen Erfahrungen zur Biogaseinspeisung insbesondere aus den Jahren 2008-2014 vor. In diesen beiden Banken gibt es auch (wieder) erste Anfragen zur Biogaseinspeisung, aber fast ausschließlich für Neuanlagen und dies in sehr geringer Zahl, aber z.T. mit sehr hohem Investitionsvolumen. Dem Thema LNG wird nur von zwei Experten und nur für Neuanlagen eine größere Bedeutung beigemessen. Das Thema Hoftankstelle hat nach Ansicht aller Experten keine praktische Relevanz. Vier der Experten berichteten von ersten, allerdings wenig konkreten Diskussionen zum Thema Biogaseinspeisung im Kreise der Landwirte, auch mit Einbeziehung von Bankexperten.

Entscheidende Punkte für die Finanzierbarkeit von Biogaseinspeisungslösungen sind neben der Verfügbarkeit von zuverlässiger Technik für kleinere Anlagen nach Ansicht der wenigen Experten, die sich dazu geäußert haben, langjährige Absatzverträge mit Festvergütung und ein mit vertretbaren Kosten erreichbarer Zugang zum Gasnetz. Aktuell seien Zehnjahresverträge mit bonitätsstarken Mineralkonzernen möglich. Die Wirtschaftlichkeit werde über den reinen Gasverkauf, über den Verkauf der THG-Quote, vermiedene Netzentgelte und ggf. auch durch Erlöse aus dem CO_2 Verkauf

bestimmt. Als Risiken werden die unsichere Preisentwicklung bei THG- Quoten und der CO_2 und die Entwicklung der Substratkosten genannt. Als weiteres Risiko wird die unsichere Rechtslage im Kraftstoffbereich gesehen. An das Management werden erhöhte Anforderungen in Sachen Technik und Regulatorik gestellt.

Tabelle 8 enthält die Zusammenstellung der Position der Finanzierer zur Einspeisung in das Gasnetz. Tabelle 9 die Positionierung zu Hoftankstelle, LNG Produktion, Wirtschaftlichkeit.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Kraftstoffalternativen zur Biogasverwertung bei der Fortführung der Bestandsanlagen aus Finanzierersicht keine breite Anwendung in landwirtschaftlichen Betrieben finden werden.

Tabelle 8:

Positionierung der Finanzierer zur Einspeisung in das Gasnetz

	Einspeisung in das Gasnetz
Überregionale Bank	Aktuell gibt es keine Projekte und keine Anfragen; Die nötige Größe der Biomethananlagen passt nicht zum landwirtschaftlichen Betrieb. Kooperationen von Landwirten für Einspeisungsanlagen sind denkbar, kommen aber nur selten vor. Chancen werden für Landwirte als reine Biogaslieferanten und für wärmegeführte Biomethan-BHKWs in Quartierskonzepten gesehen. Der Biomethanmarkt wird zukünftig relevant werden, in 1-2 Jahren wird es bessere Konzepte der Biomethanerzeugung und -verwertung gebe.
	Aktuell ist Einspeisung ein großes Thema, in der Regel aber für Neuanlagen, es gibt wenige Projekte bei Altanlagen. Chancen gibt es für Biomethanaufbereitung durch mögliche langjährige Abnahmeverträge mit Festvergütung. Die Umstellung auf Aufbereitung ist mit der kompletten Überarbeitung der Technologie zur Erzeugung verbunden. Anlagengrößen ab 700 m^3_N rechnen sich. Zusammenschlüsse kleinerer Anlagen sind denkbar, aber noch nicht vorgekommen. Neue Chancen ergeben sich aus der Verwertung der THG-Quote. Neue Risiken entstehen aus der Verwertung, Verwertungskanälen, Abnehmern, Preisen, THG-Quoten. Es gibt sehr wenige Altanlagen, bei denen konkrete Gespräche mit dem Ziel des Einstiegs in den Kraftstoffmarkt stattfinden.
	Gasaufbereitung ist das stärkste diskutierte Zukunftsmodell der Branche. Beste Chance für Einspeisung bestehen, wenn eine Gasleitung in der Nähe ist. Es gibt bisher keine Anfragen. Einsatzfelder sind bei großen landwirtschaftlichen Betrieben oder bei Gemeinschaftslösungen mit mehreren Landwirten denkbar, Gemeinschaftsanlagen kommen aber selten vor.
	Über Aufbereitung und Biomethaneinspeisung wird viel gesprochen, auch mit der Bank, es gibt eine große Investitionsbereitschaft bei Betreibern in Bezug auf große Anlagen. Das betrifft aber Neuanlagen. Das Thema wird durch CO_2-Regulierung/gute Preise gefördert. Es gibt einige Finanzierungsanfragen zur Biomethaneinspeisung für Neuanlagen. Eine Finanzierungsbereitschaft ist vorhanden. Gewünscht werden langfristige Abnahmeverträge mit vertrauenswürdigen Partnern.
Regionale Bank	Biomethaneinspeisung ist ein wichtiger Punkt. Bisher gibt es dazu als Folgekonzept aber keine Anfragen. Einspeisungslösungen könnten in Form von Gemeinschaftsanlage möglich sein.
	Es gibt keine Anfragen im landwirtschaftlichen Bereich; die Bank ist aktuell nicht entscheidungsbereit, das Thema kommt erst in 2-4 Jahren.
	Die Bank hat noch keinen kompletten Marktüberblick; es wird eine große Chance in der Einspeisung gesehen. Chancen: es gibt langfristig feste Absatzpreise von bonitätsstarken Partnern (geht über Mineralölkonzerne bis 10 J.). Gassammelschiene mit Trennung von Erzeugung und Aufbereitung mit mehreren Beteiligten und entsprechender Haftung sind denkbar. Risiken: Reichen die ökonomischen Treiber weit genug, auch in der Zukunft, ins. THG-Quote/Preise; auf Erlöse aus THG-Quote kann aktuell bankmäßig nicht abgestellt werden. Anforderungen: Es bestehen hohe know-how Anforderungen (Technik, Regelwerke, Infrastruktur...). Die Nachfolge sollte über 10 Jahre hinaus geregelt sein.
	Es sind keine eigenen Erfahrungen und Aktivitäten zu dem Thema vorhanden.
	Einspeisung von Biomethan wird als große Chance für die Landwirtschaft gesehen. Es gibt keine Anfragen oder Ansprachen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan; es gibt auch keine Erfahrungen zu dem Thema, Informationen zum Thema stammen aus der Presse und vom Hörensagen. Die Bank ist grundsätzlich finanzierungsbereit, außer bei Prototypen.
Förderbank & Berater	Es gibt Biomethan-Einspeisungsvorhaben in der Sondierungsphase zu Finanzierungsbedingungen. Gute Preise bei Biomethan fördern die Entwicklung solcher Projekte. Die Projekte sind in der Planungsphase, es gibt einen hohen Investitionsbedarf bei Einspeisungsvorhaben.
	Prinzipiell gibt es Chancen für die Umstellung von Altanlagen auf Aufbereitung und Einspeisung von Biogas, Probleme liegen beim Genehmigungsrecht und der Preissicherung für Biomethanabsatz über längere Perioden.
	Es gibt Finanzierungserfahrungen zu Hoftankstellen aus der Vergangenheit, aber nur wenige Einzelfälle.
	Keine Erfahrungen mit direkter Einspeisung, nur mit Nutzung zur Wärmeerzeugung.

Tabelle 9:

Positionierung der Finanzierer zu: Hoftankstelle, LNG Produktion, Wirtschaftlichkeit

	Betrieb einer Hoftankstelle	LNG Produktion	Wirtschaftlichkeit
Überregionale Bank	Finanzierung einer Biomethan-Hoftankstelle ist bisher nie angefragt worden.	Einige große LNG-Projekte sind in Bearbeitung. Geplant ist die Vermarktung an die großen Tankstellenbetreiber; auch eine Koppelproduktion mit CO_2 Vermarktung kommt vor. Aber es gibt noch viele ungeklärte Fragen beim Substrateinsatz, insbesondere Rechtsrisiken.	Die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung von Biogas-Stromerzeugung auf Biomethan-Einspeisung ist aktuell noch nicht kalkulierbar. RED II kann hilfreich sein. Aber es fehlen belastbare Erlöse. Es fehlt sowohl Vertrauen in die Biomethanmärkte als auch in die Technik der Biomethanaufbereitung für kleinere Anlagen.
	Eine Hoftankstelle als Fortführungschance wird nicht gesehen.	Umstellung auf LNG-Produktion ist die zweitbeste Lösung nach Biomethaneinspeisung.	Bei 700 m^3_N können sich Aufbereitung, Einspeisung und Vermarktung als Kraftstoff rechnen. Biomethanverkauf und vermiedene Netzentgelte, bei Kraftstoff dann noch Verkauf der THG-Quote und geschickte Vermarktung können bis 14/15 Ct/kWh führen.
	Zu Hoftankstellen gibt es keine Anfragen.	Zu LNG-Konzepten gibt es noch keine spürbaren Anfragen. Höhere technische Anforderungen und notwendige Sicherheitsmaßnahmen in der Produktion sind zu beachten.	Einspeisung ist keine Chance für die Masse der klassischen Hofanlagen. Es sind u.a. Investitionen in die Gasaufbereitung und Gaswäsche erforderlich. Der Finanzbedarf für die Umstellung von der Stromerzeugung auf eine Biomethaneinspeisung wird bei einer 250 kW-Anlage auf 1,0-1,4 Mio. EUR und bei einer 500 kW-Anlage auf 1,5-2,0 Mio. EUR geschätzt. Die Wirtschaftlichkeit für die Umstellung auf LNG wird ab einer 1 MW-Anlage gesehen.
Regionale Bank	Es gibt keine eigenen Erfahrungen und Aktivitäten zum Thema Hoftankstelle.	Es gibt keine eigenen Erfahrungen und Aktivitäten zum Thema LNG-Produktion.	Investitionsbeträge und Rentabilität für die Biomethaneinspeisung und Vermarktung sind noch ungeklärt. Chancen für Biomethan: 500 kW-Anlage mit 125 m^3_N und Anlagen im Megawattbereich, die verstromungsmäßig alle Chancen genutzt haben und zusätzlich über eine Gemeinschaftsanlage einspeisen.
	Das Thema Hoftankstelle spielt keine Rolle.	Die mögliche Umstellung auf LNG-Produktion ist bisher nicht aufgetaucht; es wird darin auch kein Ansatzpunkt für die (eher kleine) bäuerliche Landwirtschaft gesehen.	
	Es gibt keine eigenen Erfahrungen und Aktivitäten zum Thema Hoftankstelle.	Es gibt keine eigenen Erfahrungen und Aktivitäten zum Thema LNG-Produktion.	
	Das Thema Hoftankstelle spielt keine Rolle.	Keine Meinung zur Umstellung auf LNG-Produktion.	
Förderbank & Berater	Hoftankstellen wurden bisher nicht finanziert. Das Thema hat in der Region keine Relevanz.	Zur LNG-Produktion ist nichts bekannt.	
	Zu Hoftankstellen liegen keine Erfahrungen und Anfragen vor. Es ist unklar, ob hier Fortführungschancen für Altanlagen bestehen.	Zur LNG-Produktion liegen keine konkreten Anfragen vor. Es gibt ein Gespräch im frühen Stadium über einen Zusammenschluss von mehreren Anlagen mit dem Ziel des Aufbaus einer LNG Tankstelle.	
	Es gibt Finanzierungserfahrungen zu Hoftankstellen aus der Vergangenheit, aber nur wenige Einzelfälle.		

d) Betriebswirtschaftliche Bewertung der Umstellung auf andere Formen der Biogasnutzung

Eine Reihe von Studien hat sich mit betriebswirtschaftlichen Aspekten einer Umstellung von Bestandsanlagen auf Biomethanaufbereitung, -einspeisung und Weiterverkauf als Kraftstoff beschäftigt. Auch wenn die Aussagen in den veröffentlichten Texten nur zum Teil nachvollziehbar sind, geben sie erste Aufschlüsse zur Wirtschaftlichkeit und Indikationen für die darauf aufbauende Finanzierbarkeit.

Die Erlöse im Kraftstoffmarkt setzen sich zusammen aus dem Verkaufspreis für das Biomethan selbst und dem Verkaufspreis für die THG-Quote. Zusätzlich könnten sich zukünftig Erlöse aus dem Verkauf des bei der Aufbereitung abgetrennten CO_2 ergeben. Diese Erlösoption ist stark von der Marktentwicklung von power to x (PtX) abhängig, da dort Kohlenstoffdioxid benötigt wird (Daniel-Gromke et al. 2020).

Die Durchschnittspreise für Biomethan der Gruppe H lagen im Jahr 2020 laut Bekanntmachung zur Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung bei 1,097 €/kg (Erdgas: 1,098 €/kg) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021). Die Entwicklung der Kraftstoffpreise für Biomethan und Erdgas ist in Abbildung 5 dargestellt.

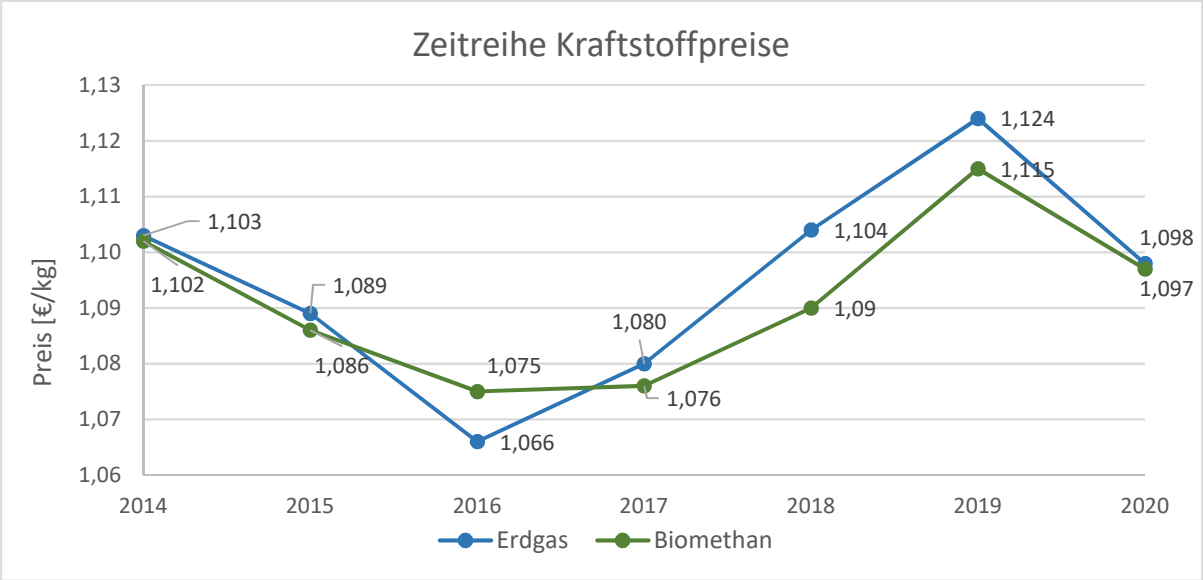

Abbildung 5: Entwicklung der Kraftstoffpreise

Die mittleren Quotenpreise für die Treibhausgasminderungsquote lagen im Jahr 2019 bei 260 €/$tCO_{2\text{-Äquivalent}}$ und stiegen im Jahr 2020 auf 380 €/$tCO_{2\text{-Äquivalent an}}$. Im Jahr 2021 lagen sie bei 300 €/$tCO_{2\text{-Äquivalent}}$ (Fischer 2021). Die Entwicklung der Quotenpreise ist in Abbildung 6 dargestellt.

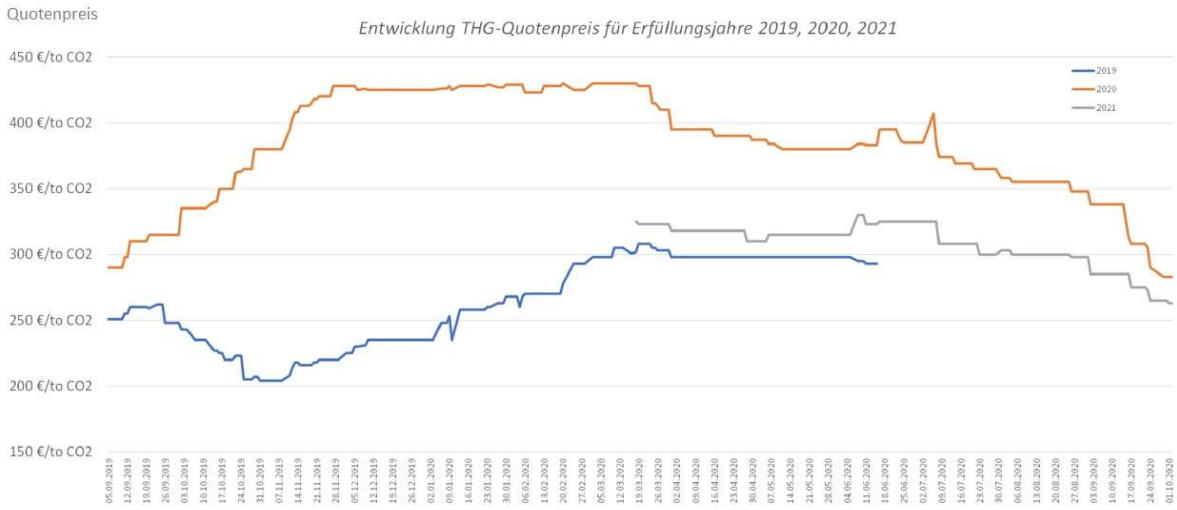

Abbildung 6*:* Entwicklung der Quotenpreise (Fischer 2021)

Wie bereits beschrieben, können durch den Einsatz von verschiedenen Substraten unterschiedliche hohe Einsparungen an Treibhausgasen im Vergleich zum fossilen Referenzwert erzielt werden. Der Einfluss, den unterschiedliche Substrate (Abfall, Gülle; Mischung von Gülle und Mais) bei unterschiedlichen Quotenhöhen auf den Quotenwert haben, ist in Abbildung 7 dargestellt (Rauh 2021). Bei den Quotenwerten stellt die Höhe der Pönale von 600 €/t CO2 den Grenzwert dar und 150 €/t CO_2 den langjährigen Preis der Kraftstoffquote unter REDI.

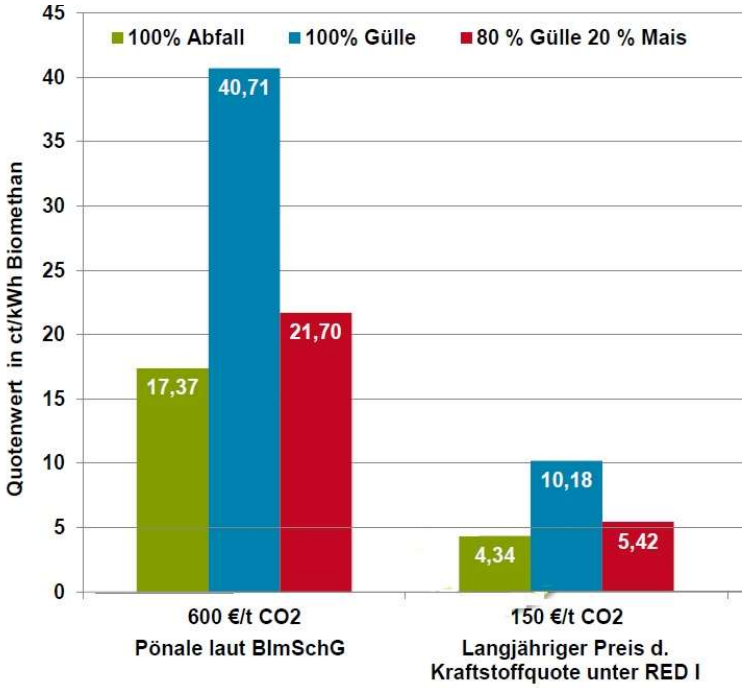

Abbildung 7: Einfluss des Substrates auf den Quotenwert (Rauh 2021)

Es lässt sich erkennen, dass im Vergleich zu einem 100 % Gülleeinsatz die Quotenwerte sinken, wenn zur Produktion des Biomethans NawaRos wie Mais eingesetzt werden.

Die Studie „Optionen für „Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht“ macht zwar keine Aussagen zu Investitionsbedarf und Rentabilität, zeigt bei Biomethankonzepten in 250 und 500 kW-Anlagen und unterschiedlichem Gülle/Bioabfall/NawaRo–Anteilen und unter anteiliger Berücksichtigung von Netzanschlusskosten Biomethangestehungskosten von 7,7-8,9 Ct/kWh. (Daniel-Gromke ua. 2020).

Im Verbundvorhaben „Next Generation Biogas – einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA)“ wurde für die Fortführung von Biogasanlagen auch ein Biomethan-Einspeisungs-, ein Bio-CNG und ein Bio-LNG-Modell für sechs Musteranlagen gerechnet. Die Investitionen betrugen einschließlich der für eine Fortführung notwendigen Ergänzungsinvestitionen für die Rohbiogaserzeugung je nach Musteranlage zwischen 0,6 und 1,6 Mio. € für die Biogaseinspeisung, zwischen 0,6 und 2,1 Mio. € für Bio-CNG und zwischen 1,9 und 8,1 Mio. € für die Bio-LNG Variante. Die Kapitalwerte waren in allen drei Varianten bei allen sechs Musteranlagen negativ (Güsewell et al. 2020).

Der gemeinsame Schlussbericht des Verbundvorhabens „Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)“ ermittelt in AP2 die spezifischen Aufbereitungskosten als Funktion der Anlagenkapazität mit einem Fokus auf kleine bis mittlere Aufbereitungsanlagen (Beil et al. 2019). Es wurden sowohl die Kosten für die Aufbereitungstechnologie als auch die Kosten für Inbetriebnahme, Baunebenkosten, Planung und Genehmigung und (falls erforderlich) Schwachgasnachbehandlung und bei den Membranverfahren der Austausch der Membranen berücksichtigt. Die Investitionen für verschiedenen Aufbereitungskapazitäten und Aufbereitungsverfahren sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10:
Investitionen nach Aufbereitungskapazität und Verfahren

Aufbereitungskapazität [m^3_N/h Rohbiogas]	Verfahren	Summe Investition [€]	Spezifische Investition [€/(m^3_N/h) Rohbiogas]
250	Aminwäsche	823.200	3.293
	DWW	1.080.200	4.321
	Membran (2)	990.600	3.962
	Membran (3)	968.200	3.873
	PGK	1.097.000	4.388
	PSA	1.136.200	4.545
500	Aminwäsche	1.093.894	2.188
	Membran (2)	1.178.100	2.356
	Membran (3)	1.548.175	3.096
700	Aminwäsche	1.255.979	1.794
	DWW	2.014.000	2.877
	Membran (3)	1.886.000	2.694
	PSA	1.844.500	2.635
1400	Aminwäsche	2.680.066	1.914
	DWW	2.605.200	1.861
	Membran (2)	2.276.225	1.626
	Membran (3)	2.681.600	1.915
	PSA	2.772.885	1.981

Für die Aufbereitungskapazitäten von 250 m^3_N/h war das Aminwäscheverfahren das günstigste mit 823.000 €. Am teuersten war die Druckwechseladsorption (PSA) mit 1.136.200 €. Auch in der Größenkategorie von 500 m^3_N/h war das Aminwäscheverfahren am günstigsten. Bei diesen Aufbereitungskapazitäten lagen die Investitionen zwischen 1.093.894 € und 1.548.175 €. Für die Aufbereitung von 700 m^3_N/h wurden Investitionssummen von 1.255.979 € (Aminwäsche) bis 2.014.000 € (DWW) ermittelt. Bei der Aufbereitungskapazität von 1400 m^3_N/h lagen die Investitionssummen zwischen 2.605.200 € und 2.772.885 €. Das Verfahren der Polyethylenglykolwäsche wies bei größeren Aufbereitungskapazitäten (ab 1.500 m^3_N/h) die geringsten spezifischen Investitionen auf.

Neben den Investitionsausgaben wurden auch Betriebskosten der Aufbereitungsverfahren ermittelt. Die größten Kostenpositionen entstehen dabei für den Strom- und Wärmebedarf der Aufbereitung.

Die spezifischen Kosten der Rohbiogasaufbereitung für die verschiedenen Aufbereitungskapazitäten sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11:
Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung nach Aufbereitungskapazität und Verfahren

Aufbereitungskapazität [m^3_N/h Rohbiogas]	Verfahren	Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung [Ct/kWh_{HS}]
250	Aminwäsche	2,18
	DWW	2,16
	Membran (2)	2,20
	Membran (3)	2,12
	PGK	2,33
	PSA	2,30
500	Aminwäsche	1,73
	Membran (2)	1,61
	Membran (3)	1,77
700	Aminwäsche	1,59
	DWW	1,58
	Membran (3)	1,60
	PSA	1,45
1400	Aminwäsche	1,53
	DWW	1,25
	Membran (2)	1,27
	Membran (3)	1,33
	PSA	1,12

Die Spanne der spezifischen Kosten der Rohbiogasaufbereitung in der Größenklasse von 250 m^3_N/h lag zwischen 2,12 Ct/kWh_{HS} (Membran 3) und 2,33 Ct/kWh_{HS} (PGK). In der Größenkategorie von 500 m^3_N/h lagen sie zwischen 1,61 Ct/kWh_{HS} (Membran 2) und 1,77 Ct/kWh_{HS} (Membran 3). Bei Aufbereitungskapazitäten von 700 m^3_N/h reichten die spezifischen Kosten von 1,45 Ct/kWh_{HS} (PSA) bis 1,60Ct/kWh_{HS}. Die geringsten spezifischen Kosten der ausgewählten Aufbereitungskapazitäten ergaben sich für die Größe von 1400 m^3_N/h, welche zwischen 1,12 Ct/kWh_{HS} (PSA) und 1,53 Ct/kWh_{HS} (Aminwäsche) lagen.

Weiterhin wurden die Kosten für die Biomethaneinspeisung analysiert. Als Ergebnis des Vergleichs der verschiedenen Aufbereitungsverfahren ergab sich das Membranverfahren sowie Druckwasserwäsche

und Aminwäscheverfahren als günstigste Lösungen. Im Vergleich zu Standard-Aufbereitungsanlagen liegen die spezifischen Mehrkosten von kleinen Aufbereitungsanlagen (Annahme 250 m^3/h Rohgas) mit 0,5 bis 0,9 Ct/kWh über denen von Standard-Aufbereitungsanlagen (Annahme 700 m^3/h Rohgas). Beim Verkauf von Biomethan an Gashändler haben die Anlagengröße, Absatzmenge sowie das Vermarktungsgeschick des Anlagenbetreiber Einfluss auf erzielbare Erlöse. Aktuell werden für Biomethan aus Abfällen durchschnittlich 5,7 Ct/kWh und aus Gülle 6,4 Ct/kWh gezahlt (Reinholz und Völler 2021). Daneben lassen sich Quotenerlöse generieren. Durch die hohen spezifischen Aufbereitungskosten für Kleinstaufbereitungsanlagen kommen für eine Umrüstung auf Biomethanaufbereitungsanlagen laut der Studie ca. 1300 resp- 2000 Biogasanlagen in Betracht, was 16-24 % des Anlagenbestandes entspricht. Zusätzlich ergeben sich Einschränkungen dieses Potenzials durch die Gasnetzeinspeisepotenziale auf Verteilernetzebene. Werden diese Einschränkungen berücksichtigt bleiben ca. 300 bis 600 Biogasanlagen, die begründet durch ihre Leistungsgröße kombiniert mit einer geringen KWK-Nutzung eine Umrüstung zur Biomethanbereitstellung realisieren können (Beil et al. 2019).

Die Studie „Biogas nach dem EEG – (wie) kann‘s weitergehen?“ zeigt Beispielrechnungen der Wirtschaftlichkeit einer Musteranlage (250 kW und zweifache Überbauung), die um eine Tankstelle ergänzt wird und gleichzeitig an der Ausschreibung teilnimmt (Grösch et al. 2020). Es wird ein Investitionsbedarf für die Generalüberholung der gesamten Gaserzeugungsstrecke angenommen. Dafür sollen Fahrsilo und Gasspeicher erneuert werden. Andere Komponenten wie Fermenter und Einbringungstechnik wurden annahmegemäß bereits am Ende der ersten Förderperiode erneuert bzw. saniert. Ein neues BHKW soll ebenfalls angeschafft werden. Weiterhin wird ein Gärproduktelager gasdicht abgedeckt und ein Pufferspeicher für insgesamt rund 0,5 Mio. € installiert. Für die Gasaufbereitung werden die Anschaffungswerte in Aufbereitungstechnik, Tankstelle, Leitungen, Peripherie und Planung unterteilt und belaufen sich in Summe auf rund 0,5 Mio. €. Die Einnahmen aus diesem Betriebskonzept ergeben sich aus den Einnahmen für Strom (inklusive Flex-Zuschlag), Wärme, Düngerwert sowie den Verkauf von CNG und Erlöse durch den Quotenhandel. Es wurde eine Gesamtkapitalrentabilität von 4,4 % ermittelt. Bei einer 500 kW Standardanlage ergaben sich Investitionen von rund 1,6 Mio. €, jeweils zur Hälfte für Generalüberholung/Ersatzinvestitionen und Tankstelleninfrastruktur. Hier betrug die Gesamtkapitalrentabilität 10,3 %. Unter Berücksichtigung der steigenden Energiesteuer ab 2027 wird es als wichtig angesehen, dass Preissteigerungen beim Kraftstoffverkauf und Quotenhandel erfolgen, um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

Die „Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz“ zeigt eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Konzepte einer Vor-Ort-Tankstelle und einer Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz (Scholwin und Grope

2017). Bei dem Konzept der Vor-Ort-Tankstelle & Güllekleinanlage mit Strom- und Wärmebereitstellung können die potenziellen Erlöse aus der Kraftstoff- und Quotenvermarktung die Bereitstellungskosten nicht decken. Es wurde ein jährliches Defizit von 65.000 € errechnet. Auch für den Fall der Einspeisung des Biomethans in das Gasnetz ergab sich ein jährliches Defizit von 56.000 €. Die Gesamtinvestition in die Biogasaufbereitung lag zwischen 500.000 und 924.000 € (ohne bzw. mit Gasnetzeinspeisung). Für die Variante der Vor-Ort Tankstelle wurden 300.000 € als „Gesamtinvest Tankstelle“ angesetzt. Als wesentliche Einflussfaktoren wurden durch eine Sensitivitätsanalyse folgende Faktoren ermittelt: Gesamtinvestition in die Anlage, Abschreibungszeitraum, Fremdkapitalzins, Wartungskosten, Tankstellenpreis für CNG (brutto) und die Erlöse aus der THG-Minderungsquote. Geringerer Einfluss auf das Gesamtergebnis war durch die Substrat-, Transport- und Personalkosten sowie Strompreis, erzielbare Wärmerlöse und Stromvergütung zu verzeichnen.

Für den Einsatz von hofeigenen Biomethantankstellen gibt es aktuell keine Serientechnologie. Außerdem ist es eine Herausforderung, ein Angebot für die Aufbereitung von Biogas im kleinen Maßstab mit passender Tankstelle zu erhalten. Dadurch muss ein jeweils an den Anlagenstandort angepasstes Konzept erstellt werden (Braune und Scholwin 2019). Wird neben der hofeigenen Tankstelle ein Anschluss an das Gasnetz realisiert, kann je nach den aktuellen Rahmenbedingungen entschieden werden, welche Vermarktungsoption gewählt wird. Einflussfaktoren auf diese Entscheidung sind dabei die aktuelle Gasnetzkapazität, die aktuellen Marktpreise sowie die Bio-CNG Nachfrage. Voraussetzung dieses Konzeptes wäre, dass die Biogasanlage in einen landwirtschaftlichen Betrieb oder Maschinenring angebunden ist und dadurch auch eigene Maschinen mit Biomethan betrieben werden können. Weiterhin wirkt sich die Anbindung an einen Verkehrsknotenpunkt positiv auf den Absatz aus. Durch diese Betriebsweise ergibt sich eine Erhöhung der Wertschöpfung, jedoch ist durch den parallelen Bau von Einspeiseanlage sowie Tankstelle mit hohen Investitionssummen zu rechnen (Beil et al. 2019). Wie bereits beschrieben werden in der Studie „Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlussszenarien“ neben den Anschlussszenarien der Stromproduktion auch Szenarien mit anteiliger Strom- und Kraftstoffproduktion betrachtet (Gökgöz et al. 2020). Der Vergleich zeigte, dass sowohl die Verfahren mit anteiliger Kraftstoffproduktion als auch die komplette Umstellung auf Biogasaufbereitung wirtschaftliche Anschlussszenarien darstellen können. Großen Einfluss wird dabei vor allem der Umsetzung der REDII in nationales Recht zugeordnet. Bei einer kombinierten Betrachtung der ökonomischen und betrieblichen Aspekte sowie der Entwicklungsperspektiven und des Risikos zeigte das Szenario mit 50 % anteiliger Kraftstoffproduktion die besten Aussichten. Für eine komplette Umstellung auf Kraftstoffproduktion wurde ein Interner Zinsfuß zwischen 10,8 und 15,6 % errechnet.

Dabei wurden Ersatzinvestitionen in Höhe von 1.231.028 € und Neuinvestitionen von 1.905.174 € angesetzt.

Neben den wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasaufbereitungskonzepten wie die Standortgegebenheiten und die Substratkosten hat vor allem die zur Verfügung stehende Rohgasmenge großen Einfluss. Um die spezifischen Kosten für die Rohgasaufbereitung und Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz zu senken, können Biogasanlagen zusammengeschlossen werden. Durch diese Bündelung werden die Volumenströme erhöht. Die Studie „Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotenzial)“ führte eine Ermittlung des Potenzials der Errichtung von solchen Sammelleitungen durch (Erler et al. 2019). Dafür wurden Datensätze von BHKW zusammengefasst und eine Clusterung von naheliegenden Biogasanlagen (Umkreis max. 5 km) gebildet. Es konnten 156 Cluster in Deutschland gebildet werden mit insgesamt 2.062 Biogasanlagen. Im Ergebnis wurden deutliche Unterschiede nach Regionen in Deutschland festgestellt. In Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Bayern ließen sich große Potenziale auf Grund der hohen Anlagendichte identifizieren. Große Teile von Deutschland wiesen jedoch kein Potenzial auf. Für die Aufbereitungskonzepte muss daher immer eine genaue Standortanalyse durchgeführt werden.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wäre eine geteilte Nutzung/Vermarktung des erzeugten Biomethans sinnvoll, bei der das eingesetzte Substrat den Nutzungspfad bestimmen würde. Dabei würde Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen in der KWK-Nutzung eingesetzt und Biomethan aus Reststoffen als Kraftstoff vermarktet werden. Diese Form der bilanziellen Teilung ist jedoch erst ab der Einspeisung in das Gasnetz (und nicht auf der Rohgasseite; ebenso nicht in EEG 2004 und 2009) möglich.

Als Haupthemmnis für die Umrüstung von bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen in kleineren Leistungsbereichen zur Gasaufbereitungsanlagen gilt, dass es „keine nennenswerten Vorteile bei den spezifischen verbrauchs-und betriebsgebundenen Kosten (Zertifizierung, Brennstoff- und Energiekosten, Genehmigung) und den Vermarktungserlösen“ gibt, die den höheren spezifischen Kapitalkosten entgegenstehen würden. Auch die hohen Investitionen wirken hemmend (Beil et al. 2019). Hinzukommt, dass sich bei bestehenden Anlagen durch die Installierung einer Aufbereitungsanlage oder den veränderten Substratmix Änderungen der Genehmigungen ergeben (Beil et al. 2019). Die Hauptvorteile dieses Konzeptes liegen in der Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote, durch die vor allem beim Einsatz von Reststoffen als Substrat hohe Erlöse generiert werden können. Da jedoch auch die für den Kraftstoff abzuführende Energiesteuer

ansteigen wird, muss es ebenso eine Preissteigerung beim Kraftstoffverkauf sowie dem Quotenhandel geben (Grösch et al. 2020).

Die vorliegenden Studien zur Erzeugung von Biomethan und dessen Einsatz im Kraftstoffsektor als Folgekonzept für Bestandsbiogasanlagen zeigen einerseits, dass unter bestimmten Bedingungen Umstellung und Betrieb der Bestandsanlagen auf Biomethaneinspeisung mit anschließender Kraftstoffvermarktung wirtschaftlich sinnvoll ist. Das Hoftankstellenkonzept kommt demnach nur in Ausnahmefällen in Betracht. Das Bio-LNG-Konzept ist für kleinere und mittlere Anlagen noch in einem technisch-wirtschaftlichen Überprüfungsprozess und enthält derart viele Unsicherheiten, dass aktuell noch nicht von einer Finanzierbarkeit ausgegangen werden kann. Wegen des nicht erforderlichen bzw. eventuell sehr teuren Gasnetzzugangs ist das das Bio-LNG-Konzept zwar für alle Bestandsbiogasanlagen interessant, für die Biomethaneinspeisung in das Gasnetz nicht in Betracht kommt. Allerdings finden sich noch keine verlässlichen Aussagen zur Zuverlässigkeit und den Kosten der LNG-Umwandlung und der zugehörigen Transportlogistik bei den üblichen Größenordnungen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Aber auch bei der Biomethaneinspeisung mit Kraftstoffvermarktung sind die Bedingungen durchaus restriktiv und zeigen, dass die Umstellung –vor allem aus topografischen Gründen und wegen des Losgrößenproblems - auch unter günstigen Bedingungen nur für wenige Bestandsanlagen in Betracht kommt. Auch in diesen wenigen Fällen sagt dies noch nichts abschließend über die Finanzierbarkeit der Umstellung aus. Wie bei der Verstromungslösung hängt dies wiederum von der Höhe der Investitionen und der Finanzierungstruktur ab. Um die Ergebnisse zu plausibleren wurde daher wiederum das an der Professur entwickelte Grundmodell für eine 500 kW-Altanlage auf diese Frage angepasst.

Die im Grundmodell durch die Bestandsanlage erzeugte Rohgasmenge wird nun jedoch nicht mehr für die KWK-Nutzung eingesetzt, sondern auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist, um anschließend an einer Tankstelle entnommen und im Kraftstoffsektor vermarktet zu werden. Es wird angenommen, dass die CO_2 Abtrennung durch ein Aminwäscheverfahren realisiert wird. Dieses Verfahren gehört zu den in Deutschland am häufigsten eingesetzten Verfahren und weist bei der vorliegenden Rohgasmenge die geringsten Investitionen aufweist. Außerdem wird dabei eine hohe Reinheit des Gases (>99 %) und ein geringer Methanschlupf (< 0,1 %) erzielt.

Auf der Einzahlungsseite ergeben sich die Haupteinnahmen durch den Verkauf des Biomethans, die Erlöse aus dem Quotenhandel sowie – in deutlich kleinerem Maße - die vermiedenen Netzentgelte. Befragungen zeigen jedoch auch, dass mit dem Wegfall der vermiedenen Netzentgelte eine Gefährdung der Wirtschaftlichkeit von Biogasaufbereitungsanlagen einhergehen würde (BDWE Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2019). Langfristige Abnahmeverträge könnten

das Risiko von Preisschwankungen des Biomethanpreises minimieren. Da jedoch die Einnahmen aus der THG-Quotenvermarktung einen wesentlichen Ertragsbestandteil darstellen, ist eine große Abhängigkeit von der Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der daraus resultierenden Nachfrage gegeben. Für den Quotenhandel wird bei einer Substrataufteilung von 40 % Gülle und 60 % Mais mit einem Preis von 5,46 Ct/kWh gerechnet. Unter günstigen Umständen kann auch ein höherer Preis erzielt werden, hier gerechnet mit 7,1 Ct/kWh (Mattiza 2021).

Beim Biomethanverkauf wird auf Basis von in der Vergangenheit erzielten CNG-Kraftstoffpreisen gerechnet. Sofern die Biomethaneinkäufer für Tankstellen am Preis der THG-Quote beteiligt werden wollen, kann der Preis auch niedriger ausfallen. Da der Tankstellenpreis von Bio-CNG mit Erdgas-CNG hoch korreliert ist, bieten höhere Erdgaspreise und erhöhte Abgaben für den Erdgasverbrauch Chancen für höhere Bio-CNG-Preise. In jedem Fall sind die CNG- und die THG-Quoten-Preise deutlich volatiler als im EEG-Strommodell. Das sollte – im Vergleich mit EEG-Verstromungsmodellen - zu erhöhten Anforderungen an die Kapitaldienstfähigkeit bei der Finanzierung der Umstellungsinvestitionen führen.

Bei den Auszahlungen müssen vor allem die Bezugskosten für das Rohgas berücksichtigt werden. Die Auswertung von Studien sowie die eigenen Modellrechnungen zeigen, dass ähnlich der Erzeugung von Biogas für die KWK-Nutzung die Kosten für die Rohstoffbereitstellung den größten Kostenblock darstellen (Reinholz und Kühnel 2018). Bei den Auszahlungen werden Gestehungskosten für Rohbiogas in Höhe von 5,0 Ct/kWh angesetzt. Wie bereits beschrieben wird auch der starke Anstieg der Energiesteuer von 13,9 €/MWh bis 2023 auf 27,33 €/MWh im Jahr 2026 einbezogen, da dieser große Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Aufbereitungskonzepts hat.

Die Investitionssumme für die Aminwäsche als Aufbereitungsverfahren in der vorliegenden Größenordnung betragen ca. 823.000 € (Beil et al. 2019). In dieser Summe sind noch nicht der benötigte Netzanschluss sowie die Kosten für die Planung & Genehmigung, Inbetriebnahme sowie Baunebenkosten berücksichtigt. Hinzu kommen die Erhaltungsinvestitionen für die Rohbiogaserzeugung bei den Bestandsanlagen. Im Modell wird bei den Investitionen entsprechend den Expertengesprächen und den Studien alternativ mit Investitionen in Höhe von 1,0 Mio.€, 1,5 Mio.€ und 2,0 Mio.€ für die Erhaltungsinvestitionen der Rohbiogaserzeugung, die Biomethanaufbereitungs- und Einspeisetechnik und den Netzzugang gerechnet.

Zur Analyse des Biomethan-Folgekonzeptes werden im Modell bankübliche Kennzahlen, insb. Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR), interner Zinsfuß für den Gesamtkapitaleinsatz ermittelt. Es werden 100 % und 70 % Fremdfinanzierung angenommen.

Tabelle 12:
Kennzahlen für Fortführungskonzepte mit Biomethan-Kraftstoff-Einspeisung sortiert nach Finanzierungsfähigkeit

Szenario Nr.	Fremd-kapital-anteil [%]	Investi-tions-summe [Mio.€]	THG-Quoten-Preis (Ct/kWh)	Schuldendienst-deckungsgrad (DSCR) (min)	Interner Zinsfuß / Gesamt-kapital [%]	EBITDA (Jahres-durch-schnitt) [T€]	Jahresüber-schuss nach Steuern (Jahresdurch-schnitt) [T €]
1	70	1	7,10	2,49	33,1	422	211
2	100	1	7,10	1,92	33,1	422	207
3	70	1	5,46	1,51	18,7	260	99
4	70	1,5	7,10	1,62	17,7	386	147
5	100	1	5,46	1,07	18,7	260	95
6	70	2	7,10	1,19	9,1	351	83
7	100	1,5	7,10	1,15	17,7	386	140
8	70	1,5	5,46	0,97	6,3	224	35
9	100	2	7,10	0,9	9,1	351	73
10	100	1,5	5,46	0,69	6,3	224	28
11	70	2	5,46	0,69	-0,8	188	-30
12	100	2	5,46	0,5	-0,8	188	-37

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit im Modell gemessen an der Gesamtkapitalrentabilität auch bei größeren Investitionen bis 2,0 Mio.€ zumindest bei optimistisch berechneten THG-Quotenpreisen gegeben ist. Allerdings reicht die Schuldendienstdeckungsfähigkeit und damit die Finanzierbarkeit nur bei geringen Investitionsbeträgen von 1 Mio.€ bzw. in Verbindung mit einer optimistischen Variante bei den THG-Quotenpreisen und einer Eigenkapitalquote von 30 % und Investitionen bis zu 1,5 Millionen € aus. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlungsströme für die nächsten 10 Jahre nur sehr schwer abschätzbar sind. Risiken ergeben sich vor allem aus der Entwicklung der Energiesteuer und den THG-Quotenpreisen. In diesem Fall wäre auch die Wirtschaftlichkeit der Biomethan-Kraftstoff-Fortführungskonzepte für Bestandsanlagen gefährdet. Bei der Finanzierung kann dies zu erhöhten Eigenkapitalanforderungen und/oder höheren Anforderungen an die die DSCR führen, so dass keine der o.g. Varianten finanzierbar wäre.

Insgesamt ergibt sich aus der betriebswirtschaftlichen Bewertung, dass die Fortführung von Biogasanlagen mit einem Biomethan-Kraftstoffkonzept und Einspeisung in das Gasnetz bei kleineren

Anlagen bis zu 500 kW nur schwer finanzierbar sein wird. Der für diese Konzepte benötigte Gasnetzzugang, die ggf. sinnvolle oder nötige Bündelung mehrerer Altbiogasanlagen für eine Einspeisungslösung bzw. fehlende geprüfte Konzepte für Biomethanaufbereitung bei kleineren Anlagen lassen diese Fortführungsvariante eher als Ausnahme erscheinen.

4. Schlussfolgerungen, Grenzen und Ausblick

Die vorausgegangenen Ausführungen belegen die Unsicherheit von Betreibern und Finanzierern im Hinblick auf eine Fortführung von Biogas-Bestandsanlagen. Überraschend deutlich ist jedoch die Präferenz für eine Fortführung unter EEG 2021-Bedingungen gegenüber alternativen Verfahren der Verwendung von Rohbiogas.

Sehr förderlich für die Fortführung der Stromerzeugung ist eine gute Vermarktung der erzeugten Wärme sowie eine langfristig gesicherte Substratversorgung auch unter Nutzung von Gülle, Mist und anderen Abfallstoffen. Eine entsprechende Dokumentation mit der Aufdeckung und der Umsetzungsplanung von technisch-organisatorisch und wirtschaftlichem Optimierungspotenzialen bei der Bestandsanlage erscheint für Finanzierungsentscheidungen hilfreich.

Nur in Ausnahmefällen ist ein Biomethan-Einspeisungskonzept mit Kraftstoffverwertung wirtschaftlich sinnvoll. Die Investitionen und der daraus abgeleitete Finanzierungsbedarf sind deutlich höher als bei den Verstromungskonzepten. Zugleich sind die zugehörigen Zahlungsströme, insbesondere die Einnahmen deutlich instabiler als im EEG-Verstromungskonzept. Die Wirtschaftlichkeitsbedingungen naheliegendes Gasnetz, Mindestgröße der Anlage, aus Finanzierersicht erprobte Technik, hoher Gülleeinsatz, stabile und langfristig kalkulierbare Preise bei der Vermarktung, einschlägige Betreibererfahrung erscheinen aktuell nur in wenigen Fällen erfüllbar. Allerdings kann sich die Situation mittelfristig durch entsprechend positive Erfahrungen mit dem Einsatz der LNG-Technik auch bei kleineren Anlagen, durch Stabilisierung der rechtlichen Rahmenbedingungen und eine bessere Prognosefähigkeit der Biomethan- und THG-Quoten-Preise verändern.

Betreibern mit Interesse an einer Umstellung der Biogas-Bestandsanlagen von der Verstromung auf Biomethankonzepte kann empfohlen werden, sich mit den restriktiven Bedingungen der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit frühzeitig zu befassen und sich auf eine längere Suche nach und Diskussion mit einem Finanzierungspartner einzustellen. Da sehr viele der Befragten mittelfristig von einer positiven Perspektive für Biomethankonzepte ausgehen, kann es möglicherweise günstiger sein, zunächst ein Fortführungskonzept für die zweite EEG-Förderphase zu entwickeln und umzusetzen und innerhalb der zweiten Förderphase notwendige Vorbereitungen und Investitionen für einen Umstieg in ein Biomethankonzept in einer dritten Phase vorzunehmen.

Grenzen der Aussagefähigkeit der vorliegenden Untersuchung ergeben sich zum einen aus der Vielfalt bestehender Biogasanlagen in Kombination mit unterschiedlichen Fortführungskonzepten. Die vorliegende Studie zeigt deutlich, dass generelle Aussagen zur Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Fortführungskonzepten für Biogasanlagen schwierig sind. Die Komplexität der Rahmenbedingungen, der sukzessive Aufbau der einzelnen Biogasanlagen in den vergangenen Jahren bzw. die Weiterentwicklung dieser Anlagen und die lokalen Bedingungen lassen keine Standardfinanzierungsentscheidungen zu. Benötigt werden Entscheidungen, die auf die einzelne Biogasanlage und deren spezielles Fortführungskonzept bezogen sind. Solche Einzelfallentscheidungen erfordern wiederum eine entsprechende Fachkompetenz zur Beurteilung der Einzelfälle in den Banken.

Zum anderen ergeben sich Grenzen der Aussagefähigkeit aus der Informationsgrundlage. Die teil-standardisierte Expertenbefragung gibt ein gutes Meinungsbild, kann jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben. Viele hier nicht befragte kleinere und mittlere Finanzinstitute haben Biogasanlagen finanziert und stehen bei ihren Kunden auch vor entsprechenden Folgefinanzierungsentscheidungen. Der Abbau von Expertise zu Biogasanlagen in diesen Häusern wird die Finanzierung grundsätzlich erschweren. Einige der hier gesammelten und benutzten Informationen aus Studien zu Biogasanlagen-Folgekonzepten lassen sich nicht vollständig verifizieren. Die in den Studien präsentierten Ergebnisse von Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind methodisch und bei den gewählten Annahmen nicht immer nachvollziehbar. Daher können aus solchen Studien nur sehr vorsichtig Tendenzen bei der Wirtschaftlichkeit abgeleitet werden. Insofern besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

Der Ausblick für Fortführungskonzepte bei bestehenden Biogasanlagen hat sich durch die Einführung des EEG 2021 deutlich verbessert. Wegen der begrenzten Laufzeit von 10 Jahren und verschiedener anderer Restriktionen im Ausschreibungsverfahren ist die EEG-Verstromungslösung möglicherweise nur ein Zwischenkonzept. Kurz- und mittelfristig scheint es eine Präferenz für die Fortführung der Verstromungslösung in zu geben. Mittelfristig sollte jedoch das Thema Biomethaneinspeisung, CNG und LNG nicht außer Betracht bleiben. Durch die aktuellen rechtlichen Entwicklungen könnten sich in diesem Bereich große Chancen für die Biogasbranche- unter der Voraussetzung, dass hohe Treibhausgasminderungen erzielt und nachgewiesen werden können - ergeben. Insbesondere Bio-LNG-Konzepte könnten auf mittlere oder längere Frist für Biogasproduzenten an dezentralen Standorten ohne Gasnetzzugang interessant werden. Zu diesem Thema besteht weitergehender Information- und Forschungsbedarf.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Studie untersucht die Tragfähigkeit (Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit) von Folgekonzepten für landwirtschaftliche Biogasanlagen zur Fortsetzung der Stromvermarktung und zur Umstellung auf die Produktion von Biomethan zur Vermarktung als Bio-Kraftstoff aus Betreiber- und Finanziererperspektive. Ohne tragfähige wirtschaftliche und finanzierbare Folgekonzepte wird bis 2030 die überwiegende Zahl der vorhandenen Anlagen die Biogaserzeugung einstellen. Datengrundlage der Untersuchung sind einschlägige Studien, zahlreiche Expertengespräche und eigene Berechnungen zur Fortführung von Biogas-Bestandsanlagen.

Die Fortführung der Biogas-Bestandsanlagen nach den Regeln des EEG 2021 wird von den befragten Betreibern, Multiplikatoren und Finanzierern kritisch gesehen. Aus Sicht landwirtschaftlicher Experten sind die Vergütungen, die durch eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen erzielt werden können, zu niedrig für eine Fortführung. Nur wenn weitere Erlösmöglichkeiten wie die Vermarktung von Wärme und Gärresten realisiert und Einsparungen durch den Einsatz von günstigen Substraten sowie ein effizienter Anlagenbetrieb erreicht werden, könnten Gewinne erzielt werden.

Die befragten Finanzierer stellen zur EEG-Fortführung von Bestandsanlagen fest, dass es aktuell erst einige allgemeinere Anfragen und nur wenige konkrete Finanzierungsanfragen gibt. In der Breite ist aus Finanzierersicht noch kein Handlungsbedarf bei den Landwirten erkennbar. Eine Fortführung unter EEG 2021 wird sich auch nach Finanzierersicht aus Wirtschaftlichkeitsgründen nur unter günstigen betrieblichen Bedingungen rechnen, eventuell als Auslaufmodell mit reduzierter Leistung ohne größere Investitionen. Bei den in der Ausschreibung zu erzielenden Preisen scheinen größere Investitionen für die Fortführung nicht mit Krediten finanzierbar.

Auf Basis der vorliegenden Studien und eigener Berechnungen ergibt sich, dass eine Fortführung unter EEG 2021-Bedingungen mit Flexibilisierung/großzügiger Überbauung und guter Wärmevermarktung in vielen Fällen wirtschaftlich durchaus sinnvoll ist. Die für eine Fortführung erforderlichen Investitionen sind bis zu einer gewissen Größenordnung auch vollständig fremdfinanzierbar, darüber hinaus allerdings nur in Verbindung mit einem Eigenkapitalanteil von 20-30 %.

Die Folgekonzepte zur Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz zur Vermarktung als Kraftstoff (Bio-CNG) werden von Betreibern und Finanzierern noch kritischer als die Verstromungslösungen eingeschätzt. CNG-Hoftankstellenkonzepte werden generell und LNG- Biogaskonzepte aktuell als irrelevant für die Fortführung von Biogas-Bestandsanlagen angesehen.

Im Einzelnen räumen landwirtschaftliche Experten den Folgekonzepten der Kategorie Biomethanaufbereitung unter verschiedenen Bedingungen durchaus Erfolgschancen ein. Wichtige Erlösmöglichkeiten durch die Quotenvermarktung werden vor allem bei der Erzeugung von Biomethan

durch den Einsatz von Reststoffen als Substrat und die damit verbundenen THG-Einsparungen gegenüber fossilen Treibstoffen gesehen. Demgegenüber stehen jedoch die steigenden organisatorischen Herausforderungen, die unklare rechtliche Situation und die aus Bankenperspektive fehlende Ausgereiftheit der Technik. Es besteht jedoch die Hoffnung, dass die Situation in den nächsten Jahren besser zu bewerten sein wird.

Aus Finanzierersicht sind Kraftstoffalternativen zur Biogasverwertung bei der Fortführung der Bestandsanlagen zwar denkbar, werden aber keine breite Anwendung in landwirtschaftlichen Betrieben finden. Nur in Ausnahmefällen erscheint ein Biomethan-Einspeisungskonzept mit Kraftstoffverwertung finanzierungsfähig. Die Finanzierungsbedingungen (naheliegendes Gasnetz, Mindestgröße der Anlage, hoher Gülleeinsatz, erprobte Technik, stabile und langfristig kalkulierbare Preise bei der Vermarktung, einschlägige Betreibererfahrung,) erscheinen den Befragten aktuell nur in wenigen Fällen erfüllbar. Allerdings könne sich die Einschätzung mittelfristig durch entsprechend positive Erfahrungen mit dem Einsatz bis dahin erprobter Aufbereitungs- und Einspeisetechnik für kleinere Anlagen, durch Stabilisierung der rechtlichen Rahmenbedingungen und eine bessere Prognosefähigkeit der Biomethan- und THG-Quotenpreise verändern.

Die vorliegenden Studien zur Erzeugung von Biomethan und dessen Einsatz im Kraftstoffsektor als Folgekonzept für Bestandsbiogasanlagen und eigene Berechnungen zeigen, dass unter bestimmten, eher restriktiven Bedingungen Umstellung und Betrieb der Bestandsanlagen auf Biomethaneinspeisung mit anschließender Kraftstoffvermarktung wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Wirtschaftlichkeit und Finanzierungsfähigkeit sind aber unter diesen Bedingungen für übliche Größenordnungen landwirtschaftlicher Biogasanlagen nur in wenigen Fällen gegeben. Das Hoftankstellenkonzept kommt nur in Ausnahmefällen in Betracht. Das Bio-LNG-Konzept ist für kleinere und mittlere Anlagen noch in einem technisch-wirtschaftlichen Überprüfungsprozess und unterliegt sehr vielen Unsicherheitsfaktoren, so dass aktuell noch nicht von einer Finanzierbarkeit ausgegangen werden kann. Wegen des nicht erforderlichen bzw. eventuell sehr teuren Gasnetzzugangs ist das Bio-LNG-Konzept zwar für alle Bestandsbiogasanlagen interessant, für die eine Biomethaneinspeisung in das Gasnetz nicht in Betracht kommt. Allerdings finden sich noch keine überprüfbaren Aussagen zur Zuverlässigkeit und den Kosten der LNG-Aufbereitung und der zugehörigen Transportlogistik bei den üblichen Größenordnungen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Zusammenfassung:

Folgekonzepte für den Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen

- Eine Betrachtung aus Betreiber- und Bankenperspektive

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

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

Landwirte stehen somit vor der Herausforderung, Entscheidungen über Investitionen zur Realisierung von Folgekonzepten für ihre Biogasanlagen treffen zu müssen. Banken stehen vor der Entscheidung, diese Folgekonzepte zu finanzieren. Die Studie untersucht daher die Tragfähigkeit (Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit) von Folgekonzepten für landwirtschaftliche Biogasanlagen zur Fortsetzung der Stromvermarktung und zur Umstellung auf die Produktion von Biomethan zur Vermarktung als Bio-Kraftstoff aus Betreiber- und Finanziererperspektive. Es gilt zu prüfen, welche Investitionen noch finanzierbar sind und wie sich unterschiedliche Investitionsbeträge auf die Wirtschaftlichkeit der Fortführung auswirken.

Abstract:

Follow-up concepts for the continued operation of agricultural biogas plants

- An analysis from the operator's and bank's perspective

The use of products from local biogas production in various sectors can contribute to the achievement of climate targets as well as to security of supply. Biogas can thus represent an important component for the defossilization of the energy and mobility sector. However, the development of the legal

framework in the form of the EEG amendments has shown that in the future, electricity generation from agricultural biogas plants will probably generate lower revenues than during the first compensation phase.

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

Farmers are therefore faced with the challenge of having to make decisions about investments to realize follow-up concepts for their biogas plants. Banks are faced with the decision to finance these follow-up concepts. The study therefore examines the viability (economic viability and financeability) of follow-on concepts for agricultural biogas plants to continue electricity marketing and to convert to the production of biomethane for marketing as biofuel from the operator and financier perspectives. It is necessary to examine which investments can still be financed and how different investment amounts affect the economic viability of continuation.

Literaturverzeichnis

1. Ahmed, Shams Forruque; Mofijur, M.; Tarannum, Karishma; Chowdhury, Anika Tasnim; Rafa, Nazifa; Nuzhat, Samiha et al. (2021): Biogas upgrading, economy and utilization: a review. In: *Environmental Chemistry Letters* 19 (6), S. 4137–4164.
2. Aschmann, Volker; Keymer, Ulrich; Rauh, Stefan; Binder, Stefan; Schwertner, Sebastian (2015): Direktvermarktung III Bedarfsorientierte Stromerzeugung. In: *Biogas Forum Bayern* V.
3. Barchmann, Tino; Pohl, Marcel; Denysenko, Velina; Fischer, Erik; Hofmann, Josephine; Lenhart, Markus et al. (2021): Biogas-Messprogramm III. 1. Auflage. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum. Gülzow b Güstrow.
4. BDWE Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019): Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan. Status Quo, Fakten und Entwicklungen. Berlin.
5. Beil, Michael; Daniel-Gromke, Jaqueline; Müller-Syring, Gert; Erler, Ronny; Jakob, Sven (2019): Schlussbericht. Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Hg. v. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
6. Böhm, Ralf; Schaidhauf, Ralph M.; Wytopil, Benedict; Franke, Jörg (2018): Analyse der Marktaussichten von Biogasanlagen. In: *Z Energiewirtsch* 42 (2), S. 167–176.
7. Braune, Volkmer; Scholwin, Frank (2019): Regionale Ressourcen für regionalen Kraftstoff Optionen der Biomethanbereitstellung und -nutzung als Zukunftsoption für in Betrieb befindliche Biogasanlagen. Nordhausen.
8. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Bekanntmachung zur Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung. Berlin.
9. Bundesnetzagentur (2021): Biomasse / Gebotstermin 1. September 2021. Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/Gebotstermin_01_09_2021/gebotstermin_0109_2021.html, zuletzt aktualisiert am 03.12.2021.
10. C.A.R.M.E.N (Hg.) (2015): Biomethan-vielseitig einsetzbar. Natürlicher Energiespeicher aus der Landwirtschaft. Straubing.
11. Daniel-Gromke, Jaqueline; Kornatz, Peter.; Dotzauer, Martin; Stur, Mathias; Denysenko, Velina; Stelzer et al. (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
12. Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Beil, Michael et al. (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
13. Dunkelberg, Elisa; Salecki, Steven; Weiß, Julika; Rothe, Stefan; Böning, Georg (2015): Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen; gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Projektes "Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz (MEGAS)". Hg. v. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 207).
14. Edel, Matthias; Jegal, Jakob; Siegemund, Stefan (2019): Bio-LNG- eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr. Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

15. Edel, Matthias; Kühnel, Christine (2019): biogaspartner -gemeinsam_einspeisen. Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa Markt, Technik und Akteure. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
16. Erler, Ronny; Schuhmann, Enrico; Köppel, Wolfgang; Bidart, Christian (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential). Abschlussbericht. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Bonn.
17. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.) (2018): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. Gülzow-Prüzen.
18. Fischer, E.; Gattermann, H.; Grope, J.; Scholwin, F.; Weidele, T.; Weithäuser, M. (2016): Gasaufbereitung und Verwertungsmöglichkeiten. In: Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage. Rostock: Druckerei Weidner (Bioenergie), S. 106–127.
19. Fischer, Jörg (2021): Post-EEG-Konzepte im agrarischen Bereich. DBFZ-Veranstaltung: Fortschrittliches Biomethan als Kraftstoff. Leipziger Biokraftstoff-Fachgespräche, 16.11.2021.
20. Gökgöz, Fatih; Liebetrau, Jan; Nelles, Michael (2020): Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlussszenarien. In: *Landtechnik*. DOI: 10.15150/LT.2020.3242.
21. Graßmann, Nils (2013): Recht der Biogaseinspeisung. In: Frank Graf und Siegfried Bajohr (Hg.): Biogas. Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. München: Oldenbourg Industrieverl. (Edition gwf), S. 41–56.
22. Grösch, Norbert; Trox, Christian; Saidi, Abdessamad; Zorn, Wilfried; Grüner, Victoria; Baumkötter, Daniel et al. (2020): Biogas nach dem EEG - (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Biogasanlagenbetreiber. Hg. v. Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.
23. Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger; Holstenkamp, Lars; Fischer, Joachim; Vincent, Lynn; Scherge, Katharina (2020): Schlussbericht zum Vorhaben: Next Generation Biogas - einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA). Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen. Gemeinsamer Schlussbericht. Hg. v. Universität Stuttgart, Hochschule Nordhausen und Leuphana Universität.
24. Haensel, Kevin; Barchmann, Tino; Dotzauer, Martin; Fischer, Erik; Liebetrau, Jan (2020): Weiterbetrieb flexibilisierter Biogas-anlagen – realisierbare Gebotspreise im EEG 2017. LANDTECHNIK, Bd. 75 Nr. 2 (2020) / LANDTECHNIK, Bd. 75 Nr. 2 (2020).
25. Helfferich, Cornelia (2014): Leitfaden- und Experteninterviews. In: Nina Baur und Jörg Blasius (Hg.): Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 559–574.
26. Herbes, Carsten; Halbherr, Verena (2017): Stärkere Wärmenutzung in Biogasanlagen kann sich lohnen. In: *Biogas Journal* (1), S. 68–71.
27. Herbes, Carsten; Halbherr, Verena; Braun, Lorenz (2018): Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte*. In: *AgrB Agrarbetrieb* 4, S. 12–15.
28. Hochi, Janet (2020): Stellungnahme. zu dem Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weitere energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021). Berlin.
29. Hoffmann, Burkhard; Bredow, Hartwig von (2018): EEG-Ausschreibungen für Biomasse: Rechtsrahmen, Praxistipps und Bewertung. In: *NuR* 40 (4), S. 228–234.
30. Hoffstede, Uwe; Beil, Michael; Beyrich, Wiebke; Hahn, Henning; Kasten, Julia; Krautkremer, Bernd et al. (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. Kassel.

31. Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (Hg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Unter Mitarbeit von Hermann Hofbauer. 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
32. Kralemann, Michael; Rüschen, Philipp (2019): Bio-LNG in Niedersachsen. Verflüssigtes Biogas für den Transportsektor. Hg. v. 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk. Werlte.
33. Maierhofer, Hubert; Rauh, Stefan; Strobl, Martin (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)zertifizierung. 1. Aufl. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB).
34. Mattiza, Matthias (2021): Biomethan im Verkehr. Balance Erneuerbare Energien GmbH, 22.01.2021.
35. Mayring, Philipp (2015): Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. 12., überarb. Aufl. Weinheim: Beltz (Beltz Pädagogik).
36. Meuser, Michael; Nagel, Ulrike (2009): Das Experteninterview - konzeptionelle Grundlage und methodische Anlage. In: Susanne Pickel, Detlef Jahn, Hans-Joachim Lauth und Gert Pickel (Hg.): Methoden der vergleichenden Politik- und Sozialwissenschaft. Neue Entwicklungen und Anwendungen. 1. Aufl. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, S. 465–479.
37. Naumann, Karin; Schröder, Jörg; Oehmichen, Katja; Etzold, Hendrik; Müller-Langer, Franziska; Remmele, Edgar et al. (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor. DBFZ Report Nr. 11. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
38. Orland, Isabel; Milovanovic, Viktor (2021): Neue Kostenteilung beim Anschluss von Biogasanlagen. BNetzA ändert Verfahrenspraxis. Hg. v. Verband Kommunaler Unternehmer e.V. Online verfügbar unter https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/neue-kostenteilung-beim-anschluss-von-biogasanlagen/, zuletzt geprüft am 11.11.2021.
39. Postel, Jan; Fischer, Erik; Barchmann, Tino; Rensberg, Nadja; Stur, Mathias (2017): DBFZ Report Nr. 28: Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig.
40. Rauh, Stefan (2021): Aktuelle Herausforderungen und Chancen druch die NachV. Biogas Fachforum. Fachverband Biogas e.V., 07.12.2021.
41. Reinholz, Toni; Kühnel, Christine (2018): Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
42. Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
43. Rostek, Sandra (2020): Stellungnahme Zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 23.09.2020. Hg. v. Hauptstadtbüro Bioengie. Berlin.
44. Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. Weimar.
45. Technische Universität Wien (2012): Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan. Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften.
46. Wietschel, Martin; Moll, Cornelius; Oberle; Stella; Lux, Benjamin; Timmerberg, Sebastian et al. (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Endbericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.

Rechtsquellenverzeichnis

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist

Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Anschrift der Autoren

Prof. Dr. Heinrich Degenhart
Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft
Leuphana Universität Lüneburg
Institut für Bank-, Finanz- und Gründungsmanagement
Universitätsallee 1
21335 Lüneburg
Email: heinrich.degenhart@leuphana.de

Katharina Scherzinger (M.Sc.)
Wissenschaftliche Mitarbeiterin
Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft
Leuphana Universität Lüneburg
Institut für Bank-, Finanz- und Gründungsmanagement
Universitätsallee 1
21335 Lüneburg
Email: katharina.scherzinger@leuphana.de