



# Berichte über Landwirtschaft

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

**BAND 100 | Ausgabe 1**

**Agrarwissenschaft**  
**Forschung**  

---

**Praxis**

# Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels

Von Daniel Schröder und Uwe Latacz-Lohmann

## 1. Einleitung

Zwanzig Jahre nach der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 (EEG) erreichen jetzt die ersten Biogasanlagen das Ende der Förderperiode der Vor-Ort-Verstromung. Für die Betreiber gilt es nun möglichst rentable Folgenutzungskonzepte zu erschließen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist dies die Umstellung zur Biomethanaufbereitung mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz (DANIEL-GROMKE et al., 2020). Die spezifischen Aufbereitungskosten sind im Leistungsbereich typischer Biogasbestandsanlagen jedoch hoch, sodass sich die Biogasaufbereitung nur für vergleichsweise große Anlagen rechnet (BEYRICH et al., 2019). Um Skaleneffekte zu nutzen, ist die rohgasseitige Bündelung, also der Zusammenschluss mehrerer Biogasbestandsanlagen über ein Mikrogasnetz, zu einer zentralen Aufbereitungsanlage in unmittelbarer Entfernung zum Erdgasnetz denkbar.

Da das EEG die aktuell einzig verfügbare Förderstruktur darstellt, wird der Stromproduktion auch in Zukunft die größte Bedeutung an der Biogasnutzung zugesprochen (LIEBETRAU et al., 2019). Die Teilnahme von Bestandsanlagen an den bisherigen Ausschreibungsrunden war jedoch gering (EEG 2017, 2019; BUNDESNETZAGENTUR, 2021a). Durch die Verabschiedung des EEG 2021 steigert sich nun die Attraktivität der Folgenutzung, insbesondere durch die Erhöhung der maximalen Vergütung in Form des Gebotshöchstwerts und des Flexibilitätszuschlags (BUNDESGESETZBLATT, 2020). Das neue Zuschlagsverfahren im Rahmen der Ausschreibungen und der Verlust des Flexibilitätszuschlags für installierte Leistung, die bereits mit der Flexibilitätsprämie gefördert wurde, sorgen hingegen für Verunsicherung in der Branche.

Vor diesem Hintergrund untersucht der vorliegende Beitrag folgende Fragestellungen anhand eines Fallbeispiels:

- Ermöglicht das EEG 2021 nach dem Ablauf des ersten Vergütungszeitraums eine rentable Investition in die bedarfsgerechte Stromproduktion?
- Ist die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität eine rentable Alternative und verbessert der Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen die Rentabilität der Biogasaufbereitung?

In Kapitel 2 wird zunächst ein Literaturüberblick zur rohgasseitigen Bündelung von Biogasanlagen gegeben. Kapitel 3 stellt die beispielhafte Biogasanlage und die Datengrundlage vor. Kapitel 4 enthält die Ergebnisse der Investitionsrechnungen für die unterschiedlichen Entwicklungsszenarien. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse diskutiert.

## 2 Literaturüberblick: Rohgasseitige Bündelung von Biogasanlagen

Die Umsetzung der Novelle der Renewable Energy Directive (RED II) in nationales Recht ermöglicht Biomethan ein großes Potenzial als Substitut von Erdgas, insbesondere bei der Nutzung als Kraftstoff durch hohe Treibhausgasminderungen im Vergleich zu fossilen Energieträgern (WIETSCHEL et al., 2019; DANIEL-GROMKE et al., 2020). Die Umstellung ausgeförderter Biogasbestandsanlagen zur Aufbereitung von Biomethan als alternative Folgenutzung erlangt daher zunehmende Aufmerksamkeit in der Branche (ARLT, 2019; MOZGOVOY, 2019; DANIEL-GROMKE et al., 2020; GRÖSCH et al., 2020). Mit etwa 500 kW<sub>el</sub> und einer entsprechenden Rohgasproduktion fallen im typischen Leistungsbereich hohe spezifische Kosten der Biogasaufbereitung an, die mit zunehmender Aufbereitungskapazität stark degressiv sind (KTBL, 2013; BEYRICH et al., 2019). Die Möglichkeit von Skaleneffekten zu profitieren ist groß, sodass der Zusammenschluss von Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmejahr dazu genutzt werden kann, die Biomethanaufbereitung zu möglichst geringen Kosten umzusetzen (GRÖSCH et al., 2020).

Konzeptstudien über die Nutzung von Rohgasleitungen sind bereits seit einigen Jahren bekannt. Dabei wurde vor allem der Transport des Rohgases zu einer Wärmesenke betrachtet, um den Gesamtnutzungsgrad im Rahmen der Verstromung mittels Blockheizkraftwerken (BHKW) zu steigern. Teilweise wurde auch die gezielte rohgasseitige Bündelung von Biogasbestandsanlagen zu einer zentralen Verwertung betrachtet. So untersuchten bereits (SCHULZ et al., 2003) unter anderem den Biogastransport über eine Mikrogasleitung zu einem Wärmekunden und konnten eine wirtschaftliche Alternative zur Biogasaufbereitung zeigen, wenn bei einer Leistung von 200 m<sup>3</sup>/h weniger als 3 km und bei 400 m<sup>3</sup>/h weniger als 10 km Transportentfernung eingehalten werden.

Auch (GADERER et al., 2007) betrachteten den Bau einer Rohgasleitung, um entfernt liegende Wärmeabnehmer zu erreichen und durch ein dort aufgestelltes BHKW zu versorgen. Es zeigte sich, dass der Gewinn hauptsächlich durch die Investitionskosten, die Auslastung und den Wärmepreis bestimmt wird, während die Entfernung des Abnehmers eine untergeordnete Rolle spielt.

Die direkte Vermarktung von aufbereitetem Biogas an den Endverbraucher mittels lokaler Mikrogasnetze in Österreich analysierten (BÄRNTHALER et al., 2008). Die Autoren geben einen ausführlichen Überblick über Technologien, Lastmanagement und Gasspeicherung und analysieren die Wirtschaftlichkeit. Als Grenze der Wirtschaftlichkeit bei der Wärmenutzung sehen die Autoren etwa 0,75 bis 1 kW spezifische Anschlussleistung je Meter Trassenlänge. Die Bereitstellung von Biogas kann in den betrachteten Mikrogasnetzen zu 61 bis 65 ct/m<sup>3</sup> Biomethan erfolgen, wenn Spitzenlasten mittels Erdgas abgedeckt werden. Die Kosten erhöhen sich auf 75 ct/m<sup>3</sup>, wenn das Biomethan saisonal gespeichert werden soll. Damit ermöglichen Mikrogasnetze laut den Autoren eine konkurrenzfähige Alternative der Wärmeversorgung im Vergleich zu Erdgas und insbesondere Heizöl.

(SCHMALSCHLÄGER et al., 2007) betrachteten die rohgasseitige Bündelung von Biogasanlagen mit dem Ziel einer gemeinsamen Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Dazu soll auf einer Länge von etwa 8,6 km eine Rohgasmenge von 665 m<sup>3</sup>/h gesammelt werden. Aufgrund der hohen Substratkosten von 48 ct/m<sup>3</sup> Biomethan (26 ct/m<sup>3</sup> Rohgas) und Aufbereitungskosten von 27 ct/m<sup>3</sup> Biomethan ist das Konzept bei einer angenommenen Vergütung zwischen 35 und 60 ct/m<sup>3</sup> Biomethan nicht wirtschaftlich. Die Autoren empfehlen Regionen mit hoher Biogasanlagendichte zu betrachten, um eine Biogasmenge über 800 m<sup>3</sup>/h und damit wirtschaftliche Umsetzung zu realisieren.

Die Vorteile von Rohgasleitungen sieht (DIETRICH, 2009) in der Möglichkeit, das Biogas lediglich geringfügig aufzubereiten, in der Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades bei optimierter Wärmenutzung und den Kostenvorteilen im Vergleich zu Fernwärmeleitungen. Durch den Zusammenschluss dezentraler Biogasanlagen kann die Wärmenutzung an Orte mit hohem Bedarf verlagert werden oder die kritische Größenordnung für Biogasaufbereitungsanlagen erreicht werden.

(ERLER et al., 2019) untersuchten die Methanisierung des in bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids und ermittelten zusätzlich das mögliche Methanisierungspotenzial durch den Zusammenschluss von Biogasbestandsanlagen. Dazu wurde mittels einer GIS-Anwendung ein maximaler Umkreis von 5 km um die Biogasanlagen betrachtet und Anlagen, deren Radien sich überschneiden, in Clustern zusammengefasst. Cluster mit einer Rohgasmenge über 550 m<sup>3</sup>/h und einer Entfernung unter 10 km zum Erdgasnetz gehen in die Analyse ein. Die Autoren können mehr als

2.000 Biogaserzeugungsanlagen in 156 Clustern identifizieren, die sich aufgrund ihrer anlagenspezifischen Kennwerte für einen Zusammenschluss eignen. Bundesweit beläuft sich das Potenzial auf 2,6 Mrd. m<sup>3</sup>/a Biomethan.

Neben diesen Konzeptstudien existieren nur wenige wissenschaftliche Arbeiten, die sich mit der Infrastruktur zur Disposition von Biogas befassen (HENGEVELD et al., 2016).

(PLATA, 2008) beschreibt die Suche optimaler Standorte für Biogasanlagen mittels GIS. Dazu erfolgt eine Multikriterienanalyse zur Standortevaluierung, die restriktive Faktoren wie z.B. Siedlungsflächen, sowie selektive Faktoren (z.B. Ackerflächen) berücksichtigt. Das Ergebnis ist eine Standorteignungskarte, die bei der Entscheidungsfindung unterstützen soll.

(BÖRJESSON und AHLGREN, 2012) nutzten einen gemischt-ganzzahligen linearen Programmierungsansatz zur Minimierung der Systemkosten einer gemeindeübergreifenden Biogasinfrasturktur in der Region Västrå Grönland in Schweden. Das Ziel der Analyse ist die Bestimmung eines Subventionslevels, welches die Ausnutzung des technischen Potenzials von Biogas durch den Einsatz im Wärme-, besser Transportsektors, erhöht. Während geringfügige Subventionen nicht zum Aufbau einer gemeindeübergreifenden Infrastruktur führen, kann das technische Potenzial des Biogases bei einem Subventionsniveau von 60 EUR/MWh nahezu vollständig ausgeschöpft werden.

(HENGEVELD et al., 2014) verglichen Produktionskosten und Energieverbrauch pro m<sup>3</sup> Biomethan in einem Biogasnetz mit mehreren dezentralen Fermentern und zentraler Aufbereitungsanlage mit denen einer zentralen Biogaserzeugung und –aufbereitung, wobei sich die zweite Alternative günstiger und energieeffizienter darstellt.

Darauf aufbauend untersuchten (HENGEVELD et al., 2016) das optimale Design der Biogasleitung. Neben dem von (HENGEVELD et al., 2014) beschriebenen „Sternlayout“, bei dem jeder Fermenter durch eine eigene Gasleitung mit der Aufbereitung verbunden wird, wird ein „Fischgrätenlayout“ untersucht, das sich durch eine großdimensionierte Biogassammelleitung auszeichnet, an welche die einzelnen Fermenter mit Stichleitungen angeschlossen werden. Die Autoren zeigen, dass die Transportkosten für Biogas im „Fischgrätenlayout“ deutlich reduziert werden können.

Einen umfassenden Leitfaden zur Biogasaufbereitung und –einspeisung sowie der Biomethanvermarktung stellt die Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe zur Verfügung (ADLER et

al., 2014). Weitere Informationen finden sich unter anderem in (BEYRICH et al., 2019). Im Folgenden soll daher auf die wesentlichen Bestandteile des Mikrogasnetzes eingegangen werden.

## 2.1 Aufbau Biogassammelleitung

Das zur rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen notwendige Mikrogasnetz besteht aus zwei Komponenten, der eigentlichen Biogasleitung und den Stationen zum Anschluss der Biogasanlagen an die Gasleitung. Folgende Kostenpositionen sind zu beachten (WIRTH, 2021):

- Mikrogasleitung: Erdarbeiten, Rohrleitungen und Formteile, Erschließungskosten, Kosten für Planung und Genehmigung
- Anschlussstationen: Aktivkohlefilter, Gaskühl- und Trocknung, Radialverdichter, Gasanalyseeinheit, Gasmengenzähler, Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR).

Biogassammelleitungen außerhalb des Hofes gelten als Versorgungsleitungen im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes und bedürfen einer entsprechenden Genehmigung. Grundsätzlich sind für den Bau und Betrieb einer Biogasleitung die Richtlinien der „Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches“ (DVGW) umzusetzen (GADERER et al., 2007; SCHMALSCHLÄGER et al., 2007). Vorgereinigtes Biogas ist dabei kein Gas im Sinne des DVGW Arbeitsblattes G 260, es ist das Arbeitsblatt G 415 anzuwenden. Während CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> als nicht wassergefährdend beurteilt werden, fallen H<sub>2</sub>S und NH<sub>3</sub> in die Wassergefährdungsklasse 2 (UMWELTBUNDESAMT, 2021). Ungereinigtes Biogas gilt dementsprechend als wassergefährdend nach der Richtlinie zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AWSV, 2017). Biogasleitungen, die mehrere Grundstücke überschreiten, würden daher unter die Rohrfernleitungsverordnung fallen, ebenso Leitungen mit einem Druck über 1 bar (RohrFLtgV, 2020). Die zusätzlichen technischen und organisatorischen Anforderungen führen zu höheren Kosten für Bau und Genehmigung. Um dies sowie Korrosion an den diversen Baugruppen des Rohgasnetzes zu verhindern, erfolgt am Standort der BGA eine Vorreinigung des Biogases. Dafür ist die Entschwefelung mit Aktivkohle notwendig. Ebenso wird eine Gastrocknung installiert, um Kondensation und Verunreinigungen im Mikrogasnetz zu vermeiden. Auf den Bau eines Kondensatschachtes kann dann verzichtet werden (DIETRICH, 2009; SCHMALSCHLÄGER et al., 2007; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE, 2016). Zusätzlich müssen zahlreiche weitere rechtliche Anforderungen berücksichtigt werden, die den Bau und Betrieb von Mikrogasnetzen, Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen betreffen.

Um das vorgereinigte Biogas über eine längere Strecke zu transportieren, ist eine entsprechende Druckerhöhung mittels Verdichtern notwendig. Die Gasleitungen werden daher für ein

Mitteldruckgasnetz (zwischen 0,1 und 1 bar Überdruck) ausgelegt (SCHMALSLÄGER et al., 2007). Bei einem Gasdruck unter 1 bar sind DN 110 Leitungen aus PE-100 Kunststoff als minimale Dimension ausreichend (SCHMALSLÄGER et al., 2007). Für den Bau der Biogasleitungen wird eine Überdeckung von 0,8 bis 1 m unterstellt. Die Baukosten für mit Pflugtechnik sowie offen verlegte Rohrleitungen aus älteren Studien liegen zwischen 35 und 116 EUR/m, für Querungen von Straßen werden 200 bis 250 EUR/m angenommen. Durchschnittlich werden 40 bis 85 EUR/m Rohrleitung kalkuliert (GADERER et al., 2007; SCHMALSLÄGER et al., 2007; DIETRICH, 2009; BÄRNTHALER et al., 2008; KRASSOWSKI und URBAN, 2010; SCHULZ et al., 2003). (BORN et al., 2014) setzen für den Leitungsbau 150 EUR/m an; (BEYRICH et al., 2019) kalkulieren den Zusammenschluss von zwei Biogasanlagen mit durchschnittlich 100, sowie 200 EUR/m.

Gasleitungen für Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet einer KWK- oder einer Kraftstoffnutzung zugeführt werden soll, können ab einer Länge von 300 m durch einen Tilgungszuschuss der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gefördert werden. Die Förderung beträgt bis zu 30 % der Nettoinvestition (KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU, 2021). Förderfähige Bestandteile sind Rohrleitungen (wenn nötig inkl. Kondensatschacht), Anlagen zur Biogasverdichtung, Anlagen zur Biogastrocknung, Messeinrichtungen zur Abrechnung von Biogas, anteilige Planungskosten für die zuvor genannten Kosten und sonstige Investitionen, die zur Inbetriebnahme der Biogasleitung zwingen erforderlich sind (KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU, 2019).

Bei der Nutzung des Biomethans als Kraftstoff muss jede Anlage die Zertifizierungen der RED II erfüllen (CLEMENS, 2021a). Dazu ist ein detailliertes Massenbilanzsystem notwendig, um die Treibhausgasemissionen der einzelnen Biogasanlagen zu ermitteln und zu belegen. Zusätzlich ist eine Gasmesseinheit notwendig, um eine an Gasmenge und -qualität angepasste Vergütung zu gewährleisten (SCHMALSLÄGER et al., 2007). Um die Verwendung als Kraftstoff zu ermöglichen, wird ein eichbarer Ultraschallgasmengenzähler verbaut. Ist eine anderweitige Verwendung vorgesehen, können deutlich günstigere Drall- und Wirbelstrom- oder thermische Gasmengenzähler installiert werden (WIRTH, 2021).

Die Nutzung von Biogasleitungen zur Versorgung von Satelliten-BHKW in Wärmesenken ist in Deutschland bereits häufig umgesetzt worden. Eine erfolgreiche Umsetzung der rohgasseitigen Bündelung von Biogasanlagen in der Praxis wurde im Projekt „Regionales Verbundsystem Westeifel“ durch den Bau einer gemeinsamen Trasse für elektrische Energie, Erdgas, Telekommunikation und Rohbiogas umgesetzt. Mit einer 42 km langen Biogasleitung konnten sieben Biogasanlagen mit einer Gesamtkapazität von 900 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas verbunden werden (SCHALLER, 2020). Weitere realisierte

Vorhaben, die die Verbindung bestehender Biogasanlagen an eine zentrale Aufbereitungsanlage umsetzen, sind uns derzeit nicht bekannt.

### 3 Datengrundlage

#### 3.1 Kenndaten der Beispielanlage

Die Grundlage der Investitionsrechnung bildet eine reale Biogasanlage aus Schleswig-Holstein, die mit einer Höchstbemessungsleistung (HBL) von 537,43 kW<sub>el</sub>, als auch dem massebezogenen Substratmix aus rund 34 % Gülle und Mist sowie 66 % nachwachsenden Rohstoffen in etwa den deutschlandweiten Durchschnittswerten entspricht (DANIEL-GROMKE et al., 2017). Wie der Großteil aller Vor-Ort-Verstromungs-(VOV) Anlagen nimmt auch die Beispielanlage an der Direktvermarktung teil. Eine Flexibilisierung erfolgte bisher nicht, jedoch wurde die Anlage für den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie registriert. Die anfallende Wärme wird für eine Trocknungsanlage und die Belieferung eines kleinen Wärmenetzes verwendet. Es können 500.000 kWh pro Jahr extern verkauft werden. Die wichtigsten Kenndaten der untersuchten Anlage werden in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1:**  
**Kenndaten der Biogasanlage.**

Jahr der Inbetriebnahme	2007
Installierte Leistung	562 kW <sub>el</sub>
KWK-Leistung thermisch	650 kW <sub>hs</sub>
BHKW-Auslastung	95,63 %
Höchstbemessungsleistung	537,43 kW <sub>el</sub>
Fermentervolumen	2.300 m <sup>3</sup>
Nachgärervolumen	2.300 m <sup>3</sup>
Gärrestlager gasdicht	4.800 m <sup>3</sup>
Gaslager	3.700 m <sup>3</sup>
Vollbenutzungsstunden	8.377 h/a
Wirkungsgrad elektrisch	40 %
Strommenge	4.707.887 kWh
Wärmemenge	5.445.065 kWh
extern verkaufte Wärme	500.000 kWh
Kosten Generalüberholung	200.000 EUR

Quelle: eigene Darstellung nach Betreiberangaben

Die Folgenutzung der Biogasanlage setzt möglicherweise entstehende Kosten für die Generalüberholung der Biogasanlage, beispielsweise der Betonflächen in Fermenter, Nachgärer und Fahrsilo, sowie die Erneuerung von Rührwerken und Gasspeichern voraus. Die Kosten für eine Generalüberholung der Biogasanlage unterscheiden sich betriebsindividuell stark und sind vor der Entscheidung für ein Folgenutzungskonzept durch entsprechende Prüfungen zu bestimmen (GRÖSCH et

al., 2020). Für die betrachtete Beispielanlage werden dafür 200.000 EUR unterstellt. Je nach Zustand der Anlage können die Kosten deutlich höher ausfallen.

### 3.1 Kosten der Rohgasbereitstellung

Die Substratkosten (Tabelle 2) stellen die größte Kostenposition dar. Zur Kostenkalkulation der Substrate wird die BHKW-Auslastung von 100 % angenommen, um genügend Reserven vorzuhalten. Die Preise enthalten Silier- und Lagerverluste sowie den Eintrag in den Fermenter. Der Verbrauch von Spurenelementen und Eisenprodukten entspricht den bisher eingesetzten Mengen. Rindergülle wird von einem Partnerbetrieb zugekauft, welcher im Gegenzug die entsprechende Menge Gärrest aufnimmt. Zusätzliche Lagerkapazitäten sind daher nicht notwendig. Der im EEG 2021 auf 40 % begrenzte Masseanteil von Getreidekorn und Mais wird eingehalten, ebenso die minimale Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System.

**Tabelle 2:**  
**Substratkosten**

Substrat	Preis	Bedarf	Kosten
Maissilage	41 EUR/t	7.140 t/a	292.740 EUR/a
GPS-Silage	43 EUR/t	1.460 t/a	62.780 EUR/a
Grassilage	35 EUR/t	1.460 t/a	51.100 EUR/a
Rindergülle (+Transport)	4 EUR/t	5.110 t/a	20.440 EUR/a
Spurenelemente	1000 EUR/t	3,12 t/a	3.120 EUR/a
Eisenprodukte	850 EUR/t	4,16 t/a	3.536 EUR/a
Gärrest Transport & Ausbringung	3 EUR/t	12.624 t/a	37.872 EUR/a
Summe			471.589 EUR/a
Verweilzeit (F+NG+GRL)			182 d

Quelle: eigene Darstellung nach (KTBL, 2013; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE, 2016; HOFFSTEDTE et al., 2018) und Betreiberangaben. (F=Fermenter, NG=Nachgärer, GRL=Gärrestlager)

Die Fixkosten des Betriebs der Biogasanlage orientieren sich an den Investitionskosten der Anlage oder ihrer elektrischen Leistung. Zusätzlich entstehen variable Kosten bei der Biogasproduktion. Der Arbeitslohn wird mit 20 EUR/h angesetzt. Jährlich werden zwei Laboranalysen zu je 150 EUR durchgeführt. Der Eigenstromverbrauch wird mit 16 ct/kWh kalkuliert, der Eigenwärmebedarf mit 5 ct/kWh. Für die Folgenutzung im EEG entfallen die Kosten für Eigenwärme, da die Abwärme des BHKW genutzt wird. Die Parameter zur Bestimmung der variablen und fixen Kosten werden in Tabelle 3, die Gesamtkosten der Rohgasbereitstellung in Tabelle 4 dargestellt. Die Investitionssumme für die Biogasbestandsanlage wird abzüglich der BHKW mit 1.770.458 EUR beziffert (KTBL, 2013).

**Tabelle 3:**  
**Variable und fixe Kosten Rohgasbereitstellung**

Position		Bezugsgröße
<b>Fixkosten</b>		
Versicherung	0,5 %	Investitionssumme BGA ohne BHKW
Instandhaltung BGA	2 %	Investitionssumme BGA ohne BHKW
Arbeitsaufwand	800 Akh	Pauschal
sonstige Kosten	5.000 EUR	Pauschal
<b>Variable Kosten</b>		
Eigenstromverbrauch	7 %	von elektrischer Energiemenge
Eigenwärmeverbrauch	20 %	von Wärmemenge
Laboranalysen	300 EUR/a	Pauschal

Quelle: eigene Darstellung nach (KTBL, 2013; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE, 2016; HOFFSTEDE et al., 2018) und Betreiberangaben

**Tabelle 4:**  
**Gesamtkosten der Rohgasbereitstellung**

<b>Variable Kosten</b>		
Substratkosten	EUR/a	471.588
Eigenstrom	EUR/a	52.728
Eigenwärme	EUR/a	54.451
Instandhaltung	EUR/a	35.409
Laboranalysen	EUR/a	300
Summe variable Kosten	EUR/a	614.477
<b>Fixkosten (ohne Kapitalkosten)</b>		
Lohnkosten	EUR/a	16.000
Versicherung	EUR/a	8.852
sonstige Kosten	EUR/a	5.000
Summe Fixkosten	EUR/a	29.852
Gesamtkosten Rohgas (ohne Wärme)	EUR/a	589.878
Gesamtkosten Rohgas (mit Wärme)	EUR/a	644.329
Bereitstellungskosten (ohne Wärme)	ct/kWh <sub>el</sub>	12,53
Bereitstellungskosten (mit Wärme)	ct/kWh <sub>hs</sub>	5,48

Quelle: eigene Darstellung nach (KTBL, 2013; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE, 2016; HOFFSTEDE et al., 2018) und Betreiberangaben

Die Kostenstruktur der Biogasproduktion wurde zusammen mit dem Anlagenbetreiber erfasst und anhand der Faustzahlen des KTBL (KTBL, 2013) und der Leitfäden der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V., 2018; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE, 2016) evaluiert. Es ergeben sich Substratkosten ohne die Kosten für Eigenwärme von 12,53 ct/kWh<sub>el</sub> im Falle der Flexibilisierung. Bei der Verwendung zur Biomethanaufbereitung entstehen Bereitstellungskosten für Eigenwärme von 5,48 ct/kWh<sub>hs</sub>.

## 3.2 Folgekonzepte

### 3.2.1 Flexibilisierung zur Vor-Ort-Verstromung

Um die Folgenutzung der Biogasanlage zur Stromproduktion zu bewerten, wird der Wechsel in den 2. Vergütungszeitraum im Jahr 2027 betrachtet. Das EEG 2021 schreibt vor, dass die Bemessungsleistung höchstens 45 % der installierten Leistung betragen darf, also mindestens die 2,23-fache Überbauung notwendig ist. Als Alternative wird die konsequente Überbauung mit einer HBL in Höhe von 20 % der installierten Leistung betrachtet. Da das EEG 2021 einen Bonus von 0,5 ct/kWh für Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 500 kW<sub>el</sub> bis 2025 vorsieht, wird auch die passive Flexibilisierung mit einer HBL von 225 kW<sub>el</sub> in Betracht gezogen. Die Teilnahme an den Auktionen ist aufgrund der Realisierungsfrist, also der Zeitraum zur Inbetriebnahme und Einspeisung im Rahmen des EEG 2021, von 36 Monaten möglich (BUNDESGESETZBLATT, 2020).

In Tabelle 5 werden die Investitionskosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung dargestellt. Die Investitionskosten für das BHKW enthalten die Kosten für das BHKW-Modul, die Lieferung und Montage, die technische Einbindung in die Biogasanlage und die Inbetriebnahme.

Um die bedarfsgerechte Fahrweise der BHKW zu ermöglichen, werden für die zuvor beschriebenen Investitionsalternativen jeweils kleine (k) und große (g) Speicherkombinationen einbezogen. Große Speicher sind notwendig, um 60 Stunden BHKW-Stillstand während des Wochenendes überbrücken zu können. Dazu müssen 11.000 m<sup>3</sup> Gasspeicher, sowie 1.000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher zur Versorgung des Nahwärmenetzes installiert werden (FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V., 2018). Soll die Niedrigpreisphase am Wochenende nicht überbrückt werden, ist es auch möglich auf Schwankungen im Strombedarf zu reagieren, die innerhalb eines Tages auftreten. Der Stillstand des BHKW beträgt dann nach eigenen Berechnungen maximal 11 Stunden am Stück, sodass kein zusätzliches Gasspeichervolumen notwendig ist und das bereits vorhandene Speichervolumen ausreicht. Ein kleiner Wärmespeicher ist aber notwendig, um das vorhandene Wärmenetz auch während des BHKW-Stillstandes zu versorgen (FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V., 2018). Die Herleitung des BHKW-Fahrplans erfolgt in Abbildung 2.

**Tabelle 5:**  
**Investitionskosten verschiedener Flexibilisierungsalternativen zur Vor-Ort-Verstromung**

Flexibilisierungsalternative		45% HBL		20% HBL		
		passiv	45% HBL	20% HBL		
Speicher		klein	klein	groß	klein	groß
HBL	kW	225		537		537
installierte Leistung	kW	500		1.194		2.687
zusätzlicher Bedarf Gasspeicher	kW			11.000		11.000
Planung und Genehmigung	EUR	25.000	39.000	39.000	50.000	50.000
Störfallplan und Anlagenzertifikat	EUR		30.000	45.000	38.500	53.500
BHKW	EUR	345.000	585.000	585.000	1.100.000	1.100.000
Trafo und Netzanbindung	EUR		127.000	127.000	195.000	195.000
Gasleitung und Verdichter	EUR		63.000	63.000	120.000	120.000
Gasspeicher	EUR			150.000		150.000
Wärmespeicher	EUR	105.000	105.000	240.000	105.000	240.000
Gesamtkosten	EUR	475.000	949.000	1.249.000	1.608.500	1.908.500
spezifische Kosten	EUR/kW <sub>el</sub>	950	795	1.046	599	710

Quelle: eigene Berechnung nach (KTBL, 2013; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V., 2018; FALKENBERGER et al., 2019) und Betreiberangaben

Mit zunehmender Leistung sinken die spezifischen Wartungs- und Reparaturkosten für BHKW (KTBL, 2013). Aufgrund der flexiblen Fahrweise und den mit höherer Überbauung einhergehenden häufigen Startphasen der Motoren steigen die Wartungs- und Reparaturkosten hingegen. Für die Kalkulationen der Investitionsalternativen mit 45 % HBL werden daher die mittleren Werte nach KTBL angesetzt, für die 20 % HBL Alternative werden die Wartungs- und Reparaturkosten je kWh um 10 % erhöht (KTBL, 2013; CLEMENS, 2020). Die Instandhaltung der restlichen Anlagenbestandteile wird entsprechend den Annahmen in Tabelle 3 mit 2 % pro Jahr berücksichtigt. Für den Betrieb werden je nach Alternative 100, 150 und 200 Akh pro Jahr unterstellt. Auf Wartung und Betrieb des Nahwärmenetzes entfallen pauschal 5.000 EUR pro Jahr. Die Kosten für Versicherung werden mit 0,5 % der Summe aus der ursprünglichen Investition für die gesamte BGA (ohne BHKW) sowie der Investitionssumme gemäß Tabelle 5 kalkuliert. Tabelle 6 zeigt die variablen und fixen Kosten der Flexibilisierungsalternativen.

Zusätzlich fällt bei der Abgabe eines Gebots zur Teilnahme am EEG 2021 die Verwaltungsgebühr von 522 EUR an. Weiterhin muss eine Sicherheit in Höhe von 60 EUR/kW installierte Leistung hinterlegt werden (BUNDESNETZAGENTUR, 2020; BUNDESGESETZBLATT, 2020).

**Tabelle 6:**  
**Betriebskosten der Flexibilisierungsalternativen**

		45% HBL	45% HBL		20% HBL	
		passiv	k	g	k	g
Variable Kosten						
Wartungskosten BHKW	EUR/a	18.133	43.313	43.313	47.644	47.644
Reparaturkosten BHKW	EUR/a	10.841	25.893	25.893	28.483	28.483
Schmierölverbrauch	EUR/a	986	2.354	2.354	2.354	2.354
Instandhaltung	EUR/a	2.600	7.280	13.280	10.170	16.170
Betriebskosten Nahwärmenetz	EUR/a	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Summe variable Kosten		37.559	83.840	89.840	93.650	99.650
Fixkosten						
Versicherung	EUR/a	2.375	4.745	6.245	8.043	9.543
Lohnkosten	EUR/a	2.000	3.000	4.000	3.000	4.000
Summe Fixkosten	EUR/a	4.375	7.745	10.245	11.043	13.543
Summe Betriebskosten	EUR/a	41.934	91.585	100.085	104.693	113.193
spezifische Betriebskosten	ct/kWh <sub>el</sub>	2,13	1,95	2,13	2,22	2,40

Quelle: eigene Berechnung nach (KTBL, 2013; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V., 2018; FALKENBERGER et al., 2019) und Betreiberangaben

Wie aus dem EEG 2017 bekannt erfolgt auch im EEG 2021 eine jährliche Degression der Gebotshöchstwerte um 1 %. Dieser wurde 2021 im Rahmen der Gesetzesnovelle auf 18,4 ct/kWh angehoben (BUNDESGESETZBLATT, 2020). Tabelle 7 zeigt die möglichen Gebotshöchstwerte. Die Gebotsabgabe erfolgt im Jahr 2024, also 3 Jahre vor dem Auslaufen der ersten Förderperiode. Um die bestmögliche Vergütung zu erhalten, wird also die gesetzliche Realisierungsfrist von 36 Monaten weitestgehend ausgeschöpft. Die Vorgaben des novellierten Zuschlagsverfahrens im EEG 2021, das eine Südquote von 50 % (bevorzugte Bezuschlagung von Geboten aus der im Gesetz definierten Südregion) vorsieht, aber auch die Begrenzung der Bezuschlagung auf 80 % der eingereichten Menge bei Unterschreitung des Ausschreibungsvolumens werden für die Investitionsrechnung nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass der Zuschlag in Höhe des Gebotshöchstwertes erreicht wird. Zusätzlich wird angenommen, dass alle Voraussetzungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen erfüllt werden.

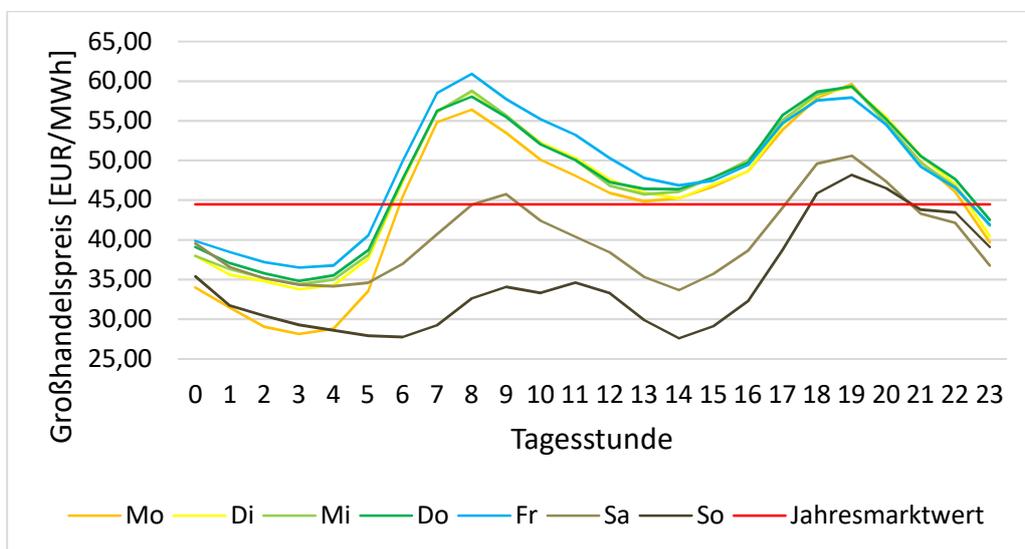
**Tabelle 7:**  
**Gebotshöchstwerte im EEG 2021**

Jahr der Auktion	Höchstgebotswert [ct/kWh]
2021	18,40
2022	18,22
2023	18,03
2024	17,85
2025	17,67
2026	17,50
2027	17,32
2028	17,15

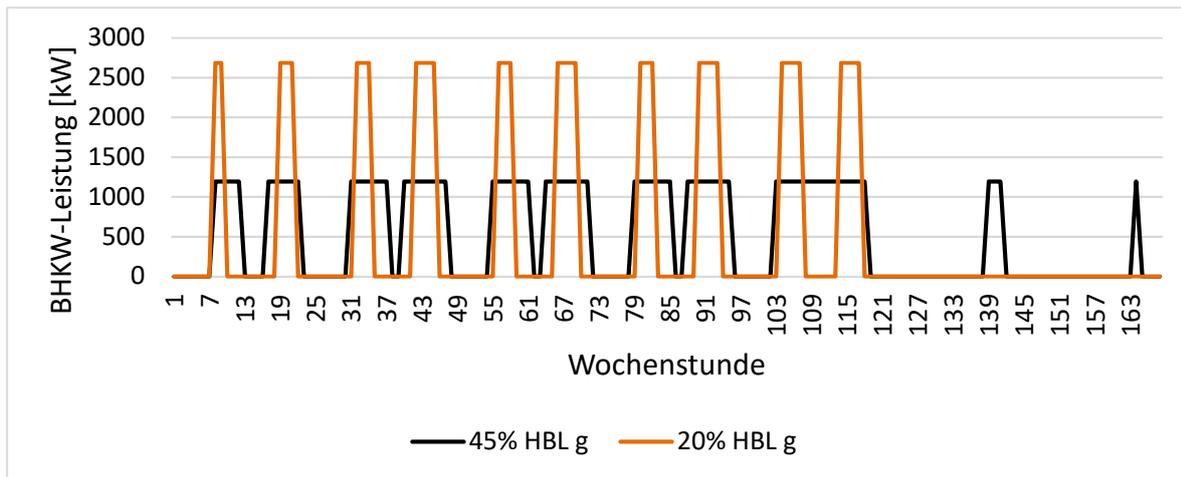
Quelle: eigene Berechnung nach (BUNDESGESETZBLATT, 2020)

Die tatsächliche Vergütung wird anhand der Marktprämie bestimmt. Diese berechnet sich aus dem „anzulegenden Wert“, also dem im Rahmen der Auktion erzielten Zuschlagswert und dem Jahresmarktwert, welcher dem Mittelwert des Strompreises am Spotmarkt im Kalenderjahr entspricht.

Durch die Flexibilisierung der Anlage sind Mehrerlöse möglich, die aus der Vermarktung von Strom zu Preisen über dem Jahresmarktwert liegen. Um die Mehrerlöse zu ermitteln, werden die Großhandelspreise aus 2018 verwendet (SMARD STROMMARKTDATEN, 2020). Aus den Marktdaten werden jeweils die durchschnittlichen Strompreise je Stunde und Wochentag ermittelt (vgl. Abbildung 1). Die Berechnung der Mehrerlöse erfolgt anhand dieser durchschnittlichen Woche des Jahres 2018 und dem Jahresmarktwert. Dazu wird von den jeweiligen Stundenpreisen je Tag der Jahresmarktwert abgezogen. In Abhängigkeit vom Ausmaß der Überbauung werden die 76 oder 34 Stunden der Woche mit den höchsten Preisen bestimmt. Die so simulierten BHKW-Fahrpläne für die Szenarien mit großem Speichervermögen werden in Abbildung 2 dargestellt. Die geplanten 60 Stunden Speicherkapazität reichen aus, um bei 5-facher Überbauung die Stillstandszeiten zu überbrücken. Für die Flexibilisierung mit kleinen Speichern werden aus den jeweils 11 und 5 teuersten Stunden des Tages die durchschnittlichen Stundenpreise berechnet. Auf die grafische Darstellung dieser Fahrpläne wird verzichtet.



**Abbildung 1:** Einfluss zeitlicher Faktoren auf den Strompreis;  
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Großhandelspreise (SMARD STROMMARKTDATEN, 2020)



**Abbildung 2:** BHKW-Fahrplan großer Speicher; Quelle: eigene Darstellung

Aus dem zuvor beschriebenen BHKW-Fahrplan ergeben sich Mehrerlöse durch die Direktvermarktung des Stroms. Die durchschnittlichen Mehrerlöse je kWh werden in Tabelle 8 dargestellt. Die Vermarktungskosten von 30 % sind bereits abgezogen worden.

**Tabelle 8:**

**Merherlöse durch flexible Fahrweise unter Berücksichtigung von 30 % Vermarktungskosten**

Speicher		45% HBL	20%HBL
Klein	ct/kWh	0,48	0,69
groß	ct/kWh	0,58	0,87

Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Großhandelspreise für Strom in 2018 (SMARD STROMMARKTDATEN, 2020)

Zusätzlich wird die Flexibilität der Anlage mit der Flexibilitätsprämie, bzw. dem Flexibilitätszuschlag gefördert. Da unter dem Zahlungsanspruch des EEG 2021 der Flexibilitätszuschlag für die installierte Leistung entfällt, für die zuvor die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen wurde, wird davon ausgegangen, dass erst zum Wechsel in den 2. Vergütungszeitraum eine Flexibilisierungsmaßnahme erfolgt. Die Höhe des Flexibilitätszuschlages beträgt 65 EUR/kW installierter Leistung (BUNDESGESETZBLATT, 2020).

Der Preis für die extern vermarktete Wärme wird mit 5 ct/kWh kalkuliert. Eine Steigerung der vermarkteten Menge ist nicht absehbar, sodass die Erlöse aus dem Wärmeverkauf unabhängig vom Szenario mit 25.000 EUR angesetzt werden. Im Falle der Vor-Ort-Verstromung ist zu beachten, dass der Eigenwärmebedarf durch die BHKW gedeckt wird und die Wärmekosten im Rahmen der Rohgaserzeugung entfallen.

### 3.2.2 Biomethanaufbereitung

Um die Folgenutzung der Biogasanlage zur Biomethanaufbereitung zu untersuchen, wird sowohl die Investition in eine Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) mit einer Aufbereitungskapazität von 250 m<sup>3</sup> Rohgas pro Stunde als auch der Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmejahr zu einer gemeinschaftlichen BGAA betrachtet. Dazu werden zunächst weitere Biogasanlagen in räumlicher Nähe der Beispielanlage betrachtet.

Die Informationen zu den Stromerzeugungseinheiten können über das Marktstammdatenregister (MaStR) bezogen werden, das seit 2014 durch die Bundesnetzagentur als behördliches Register für den Strom- und Gasmarkt betrieben wird. Das Register erfasst dazu alle Stammdaten der Anlagen und Anlagenbetreiber (Namen, Adressen, Technologien, Leistungswerte, Koordinaten), aber keine Bewegungsdaten (z.B. Produktionswerte) und stellt diese der Öffentlichkeit zur Verfügung (BUNDESNETZAGENTUR, 2021c). Alle verfügbaren Daten sind auch für statistische Auswertungen online verfügbar (BUNDESNETZAGENTUR, 2021b).

Für die rohgasseitige Bündelung der Biogasbestandsanlagen in einem Mikrogasnetz werden die im MaStR hinterlegten Koordinaten der Energieerzeugungseinheiten herangezogen. Dadurch können die ebenfalls im MaStR hinterlegten, umliegenden EEG-Anlagen betrachtet und deren Entfernung zueinander gemessen werden. Je nach Inbetriebnahmejahr eignen sich mehrere EEG-Anlagen für die rohgasseitige Bündelung, es werden zwei mögliche Mikrogasnetze betrachtet. Im ersten Szenario wird der Zusammenschluss von vier Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr bis 2007 betrachtet, im zweiten Szenario werden acht EEG-Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr bis 2009 betrachtet. Das Mikrogasnetz geht in beiden Szenarien 2027 in Betrieb. Die Rohgaserzeugung der einzelnen Anlagen wird aus der Höchstbemessungsleistung anhand von Durchschnittswerten berechnet. Dazu werden 40 % elektrischer Wirkungsgrad und ein Methangehalt von 55 % unterstellt. Tabelle 9 zeigt die Parameter der Biogasanlagen.

**Tabelle 9:**  
**Parameter der zu bündelnden EEG-Anlagen**

BGA interne ID	Ende EEG Vergütung Jahr	HBL kW <sub>el</sub>	Rohgasmenge m <sup>3</sup> /h
1	2027	537	244,83
2	2026	922	420,35
3	2025	674	307,29
4	2027	574	261,69
5	2029	250	113,98
6	2029	245	111,70
7	2029	246	112,15
8	2029	504	229,78

Quelle: eigene Darstellung nach (BUNDESNETZAGENTUR, 2021b)

Die Parameter der zuvor beschriebenen Mikrogasnetze werden in Tabelle 10 dargestellt. In Netzwerk 1 werden von vier Anlagen etwa 1.200 m<sup>3</sup> Rohgas pro Stunde über eine Entfernung von 14,27 km Luftlinie gesammelt. Das Netzwerk 2 sammelt von acht Anlagen etwa 1.800 m<sup>3</sup> Rohgas pro Stunde über eine Entfernung von 23,01 km.

**Tabelle 10:**  
**Parameter der Mikrogasnetze**

Teil	Leitungen		Länge Gasleitung		
	zwischen BGA interne ID	Rohgaseinspeisung m <sup>3</sup> /h	kumuliert m <sup>3</sup> /h	km zur nächsten BGA	km kumuliert
Netzwerk 1: 2027					
A	1-2	245	245	9,49	9,49
	2-3	420	665	3,60	13,09
	3-4	307	972	1,08	14,17
	4-BGAA	262	1234	0,10	14,27
Netzwerk 2: 2029					
A	1-5	245	245	5,03	5,03
	5-2	114	359	4,53	9,56
	2-3	420	779	3,60	13,16
	3-4	307	1086	1,08	14,24
B	6-4	112	112	2,98	2,98
C	8-7	230	230	3,17	3,17
	7-4	112	342	2,52	5,69
D	4-BGAA	262	1802	0,10	23,01

Quelle: eigene Darstellung (BGAA=Biogasaufbereitungsanlage)

Den Großteil der Investitionskosten des Mikrogasnetzes stellen die zu verlegenden Gasleitungen dar. Die Kosten pro laufenden Meter Gasleitung werden nach Angaben des KTBL berechnet (WIRTH, 2021). Die Tiefbaukosten werden anteilig für 75 % nicht versiegelten und 25 % versiegelten Baugrund berechnet, die Tiefbaukosten liegen laut KTBL bei 21 bzw. 85 EUR/m. Hinzu kommen die Kosten für Rohrleitungen, Formteile, Erschließung und Planung. Die Parameter für den Leitungsbau werden in Tabelle 11 dargestellt. Aus den Parametern für den Leitungsbau ergeben sich die in Tabelle 12

dargestellten Investitionskosten. Um mögliche Abweichungen von der Luftlinie zu berücksichtigen, wird die zuvor gemessene Entfernung um 20 % erhöht.

**Tabelle 11:**  
**Parameter für den Leitungsbau von Mikrogasnetzen**

Postionen	
Tiefbau	37,00 EUR/m
Leitung	30,00 EUR/m
Formteile	10,50 EUR/m
Erschließung	36,00 EUR/m
Planung	10,00 % Investion Gasnetz
Summe	125,00 EUR/m

Quelle: eigene Darstellung nach (WIRTH, 2021)

**Tabelle 12:**  
**Parameter für den Leitungsbau von Mikrogasnetzen**

Leitung	Länge Gasnetz		Investitionskosten EUR
	m Luftlinie	m Kalkulation	
Netzwerk 2	14.270	17.124	2.140.500
Netzwerk 1	23.010	27.612	3.451.500

Quelle: eigene Darstellung

Um die Biogasbestandsanlagen mit dem Mikrogasnetz zu verbinden, sind Anschlussstationen notwendig (vgl. Kapitel 2.1). Die Stationen enthalten Aktivkohlefilter und die Gaskühltrocknung, Verdichter, die Gasanalyseeinheit und eichbare Gasmengenzähler. Die Anschaffungs- und Betriebskosten der jeweiligen Anlagen zeigt Tabelle 13. Der Eigenstromverbrauch wird mit 16 ct/kWh kalkuliert.

**Tabelle 13:****Investitions- und Betriebskosten von Anschlussstationen an ein Mikrogasnetz**

Leistung	Position	Investition EUR	Instandhaltung EUR/a	Stromkosten EUR/a
bis 150 m <sup>3</sup> /h Rohgas	Aktivkohlefilter	12.448	1.450	0
	Gaskühl- trocknung	47.165	700	6.048
	Verdichter	10.469	500	3.696
	Gasanalyse	14.147	447	108
	Gasmengenzähler	19.405	0	1
	Summe	103.634	3.097	9.853
bis 300 m <sup>3</sup> /h Rohgas	Aktivkohlefilter	17.282	2.275	0
	Gaskühl- trocknung	54.813	853	8.467
	Verdichter	11.609	500	7.258
	Gasanalyse	14.147	447	108
	Gasmengenzähler	19.405	0	1
	Summe	117.256	4.075	15.834
bis 450 m <sup>3</sup> /h Rohgas	Aktivkohlefilter	21.157	2.416	0
	Gaskühl- trocknung	60.136	828	11.424
	Verdichter	16.284	500	7.258
	Gasanalyse	14.147	447	108
	Gasmengenzähler	19.405	0	1
	Summe	131.129	4.191	18.790

Quelle: eigene Darstellung nach (WIRTH, 2021)

Insgesamt ergeben sich die in Tabelle 14 aufgeführten Investitions- und Betriebskosten für die beiden Mikrogasnetze. Die Versicherungskosten für das Mikrogasnetz betragen jährlich 0,5 % der Gesamtinvestition. Planungs- und Genehmigungskosten sind in den Anschaffungskosten des Gasnetzes berücksichtigt. Die KfW bietet eine Förderung 30 % durch einen Tilgungszuschuss (vgl. Kapitel 2.1).

**Tabelle 14:****Investitions- und Betriebskosten der Mikrogasnetze**

		Netzwerk 1	Netzwerk 2
Investition Anschlussstationen	EUR	496.770	924.928
Investition Gasleitung	EUR	2.140.500	3.451.500
Summe	EUR	2.637.270	4.376.428
Förderung KfW 30%	EUR	791.181	1.312.928
Nettoinvestition Gasnetz	EUR	1.846.089	3.063.500
Instandhaltung Anschlussstationen	EUR/a	16.532	29.898
Stromkosten Anschlussstationen	EUR/a	69.248	114.641
Versicherung Gasnetz	EUR/a	9.230	15.317
Summe Betriebskosten	EUR/a	95.011	159.856

Quelle: eigene Darstellung

Zuletzt werden die Investitions- und Betriebskosten der Biogasaufbereitungsanlagen in Tabelle 15 betrachtet. Dazu wird auf Werte des KTBL und eine Herstellerbefragung des DBFZ (BEYRICH et al., 2019)

für Membrantrennverfahren zurückgegriffen. Um bei einer Anlagenverfügbarkeit von 96 % (BEYRICH et al., 2019) das anfallende Rohgas vollständig zu verarbeiten, wird die BGAA entsprechend größer ausgelegt. Die verfügbaren Daten für Anlagengrößen von 250, 1400 und 2000 m<sup>3</sup>/h Rohgas werden anhand der spezifischen Investitionskosten je m<sup>3</sup> Aufbereitungskapazität der tatsächlichen Kapazität angepasst. Da die Feinentschwefelung und Trocknung des Biogases bereits vor der Einspeisung in das Mikrogasnetz erfolgt ist, werden die entsprechenden Investitionskosten für Aktivkohlefilter und Gaskühltrocknung von den Investitionskosten der BGAA abgezogen. Der Strombedarf der BGAA wird mit 0,195 kWh/m<sup>3</sup> zu 16 ct/kWh kalkuliert, der Arbeitszeitbedarf mit 2 Akh/d (bzw. 1 Akh/d für 250 m<sup>3</sup> Kapazität). Zusätzlich fallen Kosten für die Vermarktung des Biomethans und die Verwaltung an. Insbesondere bei der rohgasseitigen Bündelung werden hohe Kosten für die individuelle Dokumentation und Abrechnung der entsprechenden Gasmengen und eingesetzten Substrate jeder Biogasanlage sowie für die Verwaltung der zu gründenden Unternehmung unterstellt. Dafür werden pauschal 15.000 EUR/a angesetzt. Im Fall der eigenen BGAA werden zusätzliche Kosten in Höhe von 2.500 EUR unterstellt.

**Tabelle 15:**  
**Investitionskosten vergleichbarer Biogasaufbereitungsanlagen**

Alternative		eigene BGAA	Netzwerk 1: 2027	Netzwerk 2: 2029
Anlagenkapazität	m <sup>3</sup> /h	250	1.400	2.000
Rohbiogas von BGA	m <sup>3</sup> /a	214.4711	10.811.242	15.783.505
Biomethan (abzgl. 0,5 % Schlupf)	m <sup>3</sup> /a	117.3693	5.916.452	8.637.523
Biomethanverkauf	kWh <sub>hs</sub>	11.701.719	58.987.026	86.116.107
BGAA	EUR	700.000	2.200.000	2.600.000
Inbetriebnahme	EUR	35.000	80.000	100.000
Schwachgasnachbehandlung	EUR	145.000	185.000	195.000
Planung und Genehmigung	EUR	36.750	91.200	101.250
Baunebenkosten	EUR	51.450	125.400	135.000
Summe	EUR	968.200	2.681.600	3.131.250
Einsparung Entschwefelung und Trocknung	EUR	0	440.000	520.000
Investitionskosten	EUR	968.200	2.241.600	2.611.250
spezifische Kosten	EUR je m <sup>3</sup> /h	3.873	1.601	1.306
skalierte Kapazität	m <sup>3</sup> /h	255	1.286	1.877
Investitionskosten skaliert	EUR	987.685	2.058.403	2.450.454
<b>Betriebskosten</b>				
Lohnkosten	EUR/a	7.300	14.600	14.600
Stromkosten	EUR/a	66.915	337.311	492.445
Versicherung	EUR/a	4.938	10.292	12.252
Instandhaltung	EUR/a	19.754	41.168	49.009
Verwaltung & Vermarktung	EUR/a	2.500	15.000	15.000
Summe Betriebskosten	EUR/a	101.407	418.371	583.307
spez. Betriebskosten Rohgas	ct/m <sup>3</sup>	4,61	3,73	3,60
spez. Betriebskosten Energie	ct/kWh <sub>hs</sub>	0,85	0,68	0,66

Quelle: eigene Darstellung nach (KTBL, 2013; BEYRICH et al., 2019)

Es wird angenommen, dass die Biogasaufbereitungsanlage in einer Entfernung von unter 1 km zum Einspeisepunkt steht. Durch die Gasnetzzugangsverordnung, in der die Kostenteilung zwischen Anschlussnehmer und Gasnetzbetreiber geregelt wird, ist die Beteiligung des Anschlussnehmers in diesem Fall auf 250.000 EUR begrenzt. Zusätzlich wird angenommen, dass die Vorgaben der DGWV-Arbeitsblätter G260 und G262 durch die Aufbereitungsanlage eingehalten werden und keine Anpassung an den Brennwert notwendig ist. Alle weiteren Betriebs- und Instandhaltungskosten der Einpeisanlage trägt der Gasnetzbetreiber (GasNZV, 2019).

Die Preise für Biomethan liegen laut Branchenbarometer Biomethan bei langfristigen Lieferverträgen für Gas aus nachwachsenden Rohstoffen zwischen 5,5 und 8,0; im Durchschnitt 6,9 ct/kWh<sub>hs</sub>. Gas aus Gülle erzielte Preise zwischen 5,6 und 9,3, im Durchschnitt 7,6 ct/kWh<sub>hs</sub> (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2021). Aktuell wird insbesondere Biomethan aus Gülle aufgrund der ansteigenden Menge THG-Minderung für Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe stärker nachgefragt, sodass die Preise für Biomethan aus Wirtschaftsdüngern im Kraftstoffmarkt zurzeit bei über 8,5 ct/kWh<sub>hs</sub> liegen (Clemens 2021b). Für die Vermarktung des Biomethans wird eine Mischkalkulation für den zuvor beschriebenen Substratmix aus 34 % Wirtschaftsdünger (8,5 ct/kWh<sub>hs</sub>) und 66 % Nawaro (7,0 ct/kWh<sub>hs</sub>) angenommen. In die Berechnungen geht ein durchschnittlicher Preis von 7,51 ct/kWh<sub>hs</sub> ein.

Bei der dezentralen Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz kann nach Gasnetzzugangsverordnung zusätzlich für die ersten 10 Jahre einen Anspruch auf die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten in Höhe von 0,7 ct/kWh<sub>hs</sub> geltend gemacht werden (GasNZV, 2019). Der Grund dafür ist, dass bei der dezentralen Einspeisung von Biomethan in ein Erdgasnetz die entsprechende Einspeisung von Erdgas aus vorgelagerten Transportnetzen vermieden wird. Dadurch entfallen die Netzentgelte für das vorgelagerte Transportnetz und diese Kostenersparnis wird an die Biomethaneinspeiser weitergereicht (REINHOLZ und KÜHNEL, 2018).

## 4 Ergebnisse

Der Vergleich unterschiedlicher Investitionsalternativen mittels der dynamischen Investitionsrechnung beruht auf Standardmethoden der Betriebswirtschaft und kann in diversen Lehrbüchern (MUBHOFF und HIRSCHAUER, 2016) nachgeschlagen werden. Die Berechnungen erfolgen unter Annahme des vollkommenen Kapitalmarktes. Der Kalkulationszinssatz beträgt 2 % (LANDWIRTSCHAFTLICHE RENTENBANK, 2020). Der Rückbau erfolgt im Folgejahr der Nutzungsaufgabe. Die Kosten dafür werden über alle Investitionsalternativen mit 5 % der Investitionskosten (ursprüngliche BGA ohne BHKW + Erweiterungsinvestition) angerechnet (HOFFSTEDTE et al., 2018).

Zunächst wird die Flexibilisierung der Anlage betrachtet. Der Investitionszeitpunkt ist 2026, der Wechsel in die 2. Förderperiode erfolgt 2027, die Nutzungsdauer beträgt dann 10 Jahre. Die Gebühr und die Sicherheit sind vor der Teilnahme an der EEG-Auktion im Jahr 2024 fällig. Die Ausgaben für die Teilnahme an der Auktion werden auf das Jahr der Betrachtung, 2026, aufgezinst. Tabelle 14 zeigt die Berechnung des Kapitalwertes der verschiedenen Flexibilisierungsalternativen bei einer Nutzungsdauer der Anlage von 10 Jahren.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Investitionsalternativen mit kleinen Speicherkombinationen einen höheren Kapitalwert erzielen als die Alternativen mit großen Speichern. Die bessere Vermarktung des Stroms durch den Stillstand des BHKW am Wochenende reicht nicht aus, um die im Vergleich höheren Kapitalkosten zu decken. Insgesamt erreicht die konsequente Flexibilisierung mit 1.410.488 EUR den höchsten Kapitalwert. Ursächlich dafür scheint die im Vergleich zu den möglichen Mehrerlösen der Vermarktung hohe Förderung des Flexibilitätszuschlages zu sein. Die 45 % HBL Alternative mit kleiner Speicherkombination erreicht den zweithöchsten Kapitalwert. Am wenigsten profitabel schneidet die passive Flexibilisierung ab. Die in Tabelle 16 ausgewiesene Annuität stellt den jährlichen Gewinnbeitrag der Flexibilisierungsalternativen dar. Die Annuität ergibt sich aus der Verrentung des Kapitalwertes über die Nutzungsdauer von 10 Jahren.

**Tabelle 16:**  
**Kapitalwerte der Flexibilisierungsalternativen**

Investitionsalternativen Speicherkombination	Tabellen- Verweis		45% HBL		20% HBL		
			passiv klein	klein	groß	klein	groß
HBL		kW <sub>el</sub>	225	537		537	
inst. Leistung		kW <sub>el</sub>	500	1.194		2.687	
<b>Anschaffung</b>							
Gebühr und Sicherheit (aufgezinst)		EUR	31.753	75.093	75.093	168.284	168.284
Generalüberholung	(1)	EUR	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
Flexibilisierung	(5)	EUR	475.000	949.000	1.249.000	1.608.500	1.908.500
<b>Summe Anschaffung</b>		EUR	<b>706.753</b>	<b>1.224.093</b>	<b>1.524.093</b>	<b>1.976.784</b>	<b>2.276.784</b>
<b>Rückbau nach 10 Jahren</b>		EUR	<b>112.273</b>	<b>135.973</b>	<b>150.973</b>	<b>168.948</b>	<b>183.948</b>
<b>Ausgaben</b>							
Rohgasbereitstellung	(4)	EUR/a	246.958	589.878	589.878	589.878	589.878
Betriebskosten Flexibilisierung	(6)	EUR/a	41.934	91.585	100.085	104.693	113.193
<b>Summe</b>		EUR/a	<b>288.892</b>	<b>681.463</b>	<b>689.963</b>	<b>694.571</b>	<b>703.071</b>
<b>Einnahmen</b>							
EEG-Vergütung	(7)	EUR/a	361.679	840.358	840.358	840.358	840.358
Flexibilitätszuschlag		EUR/a	32.500	77.629	77.629	174.665	174.665
Mehrerlös Flexibilität	(8)	EUR/a	9.461	22.598	27.306	32.484	40.959
Wärmeerlöse		EUR/a	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
<b>Summe</b>		EUR/a	<b>428.639</b>	<b>965.584</b>	<b>970.292</b>	<b>1.072.507</b>	<b>1.080.981</b>
<b>Kapitalwert</b>		EUR	<b>482.368</b>	<b>1.276.323</b>	<b>930.196</b>	<b>1.411.847</b>	<b>1.099.551</b>
<b>Annuität</b>		EUR/a	<b>53.700</b>	<b>142.089</b>	<b>103.555</b>	<b>157.176</b>	<b>122.409</b>

Quelle: eigene Darstellung

Im nächsten Schritt erfolgt die entsprechende Berechnung für den Anschluss der Anlage an das Rohgasnetz. Um die Rentabilität dieser Alternative zu bestimmen, werden in einem ersten Schritt die damit zusammenhängenden Investitions- und Betriebskosten anhand der Kapazitäten auf die Biogasanlagen verteilt. Dadurch ist es möglich den Kapitalwert für die einzelne Beispielanlage zu betrachten. Es ergeben sich folgende Faktoren (F) für die Umlage des Anteils an den Rohgasnetzkosten auf die Beispielanlage:

$$F_{2027} = 255 \text{ m}^3/1.286\text{m}^3 = 0,1983 \text{ und } F_{2029} = 255 \text{ m}^3/1.877 \text{ m}^3 = 0,1359.$$

Mit den Faktoren werden dann die anteiligen Investitions- und Betriebskosten des Rohgasnetzes und der Biogasaufbereitungsanlage berechnet. Tabelle 17 zeigt die entsprechenden Summen und die Kapitalwertberechnung.

Im Gegensatz zu den Flexibilisierungsalternativen, deren Laufzeit der 2. Förderperiode durch das EEG 2021 auf 10 Jahre begrenzt ist, wird eine Nutzungsdauer der Biogasaufbereitungsanlage von 15 Jahren angesetzt. Nach Ablauf der ersten 10 Jahre entfallen die vermiedenen Netzentgelte, sodass für die Jahre 11 bis 15 die Einnahmen entsprechend verringert werden.

**Tabelle 17:**  
**Kapitalwerte der Biomethanalternativen**

Investitionsalternativen		Tabellen- Verweis	eigene BGAA	Netzwerk 1: 2027	Netzwerk 2: 2029
Kapazität BGAA	m <sup>3</sup> /h		255	1.286	1.877
<b>Anschaffung</b>					
Generalüberholung BGA	EUR	(1)	200.000	200.000	200.000
Rohgasnetz	EUR	(14)		366.223*	416.278**
BGAA	EUR	(15)	987.685	408.341*	332.975**
Einspeisung Erdgasnetz	EUR		250.000	49.594*	33.971**
<b>Summe Anschaffung</b>	<b>EUR</b>		<b>1.437.685</b>	<b>1.024.159</b>	<b>983.224</b>
Rückbau nach 15 Jahren	EUR		150.407	129.731*	127.684**
<b>Ausgaben</b>					
Rohgasbereitstellung	EUR/a	(4)	644.329	644.329	644.329
Betriebskosten Rohgasnetz	EUR/a	(14)		18.848*	21.722**
Betriebskosten BGAA	EUR/a	(15)	101.407	82.995*	79.261**
<b>Summe</b>	<b>EUR/a</b>		<b>745.736</b>	<b>746.173</b>	<b>745.312</b>
<b>Einnahmen</b>					
Einnahmen Biomethan	EUR/a		834.333	834.333	834.333
Einnahmen Netzentgelte	EUR/a		81.912	81.912	81.912
<b>Summe</b>	<b>EUR/a</b>		<b>916.245</b>	<b>916.245</b>	<b>916.245</b>
<b>Kapitalwert</b>	<b>EUR</b>		<b>898.294</b>	<b>1.321.274</b>	<b>1.374.755</b>
<b>Annuität</b>	<b>EURa</b>		<b>69.910</b>	<b>102.829</b>	<b>106.991</b>

Quelle: eigene Darstellung (\*anteilig nach F<sub>2027</sub>; \*\* Anteilig nach F<sub>2029</sub>)

Die Berechnungen zeigen, dass die Umstellung auf Biomethanaufbereitung absolut betrachtet eine rentable Alternative sein kann, die Kapitalwerte der Biogasaufbereitung liegen auf dem Niveau der Flexibilisierungsalternativen (Tabelle 16). Aufgrund der längeren Nutzungsdauer bleibt die Annuität jedoch hinter der Flexibilisierung zurück. Die eigene BGAA schneidet dabei deutlich schlechter ab als die gemeinschaftliche Investition. An den jährlichen Ausgaben ist zu erkennen, dass die Einsparungen durch Skaleneffekte bei der Biogasaufbereitung mit den Betriebskosten des Rohgasnetzes nahezu ausgeglichen werden. Die Einnahmen sind über alle Alternativen gleich, da der Umfang der verkauften Energiemenge nicht verändert wird. Der höhere Kapitalwert ist daher vor allem auf die geringeren Anschaffungskosten und Degressionseffekte in der Rohgasaufbereitung zurückzuführen.

Da die Kapitalwerte auf der Grundlage durchschnittlicher Planwerte beruhen, sind Abweichungen möglich. Um den Einfluss auf die Rentabilität abzubilden, werden Sensitivitätsanalysen für Flexibilisierungs- und Biomethanalalternativen durchgeführt. Die Änderungen der Annuitäten der Flexibilisierungsalternativen werden in Tabelle 18, die der Biomethanalalternativen in Tabelle 19 dargestellt.

Es ist bekannt, dass die Substrate die Hauptkosten der Biogaserzeugung ausmachen und somit einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben. Für die Flexibilisierung zeigt sich, dass besonders die spezifischen Investitionskosten sowie die Instandhaltung der BGA und BHKW einen starken Einfluss auf die Rentabilität haben. Die Kosten des Rückbaus sowie mögliche Mehrerlöse am Strommarkt haben hingegen nur einen geringen Einfluss.

**Tabelle 18:**  
**Sensitivitätsanalyse: Veränderung der Annuitäten bei den Flexibilisierungsalternativen**

Position	Abweichung vom Planwert	45% HBL	45% HBL		20% HBL	
		passiv klein	klein	groß	klein	groß
Generalüberholung	10%	2.227 EUR 4%	2.227 EUR 2%	2.227 EUR 2%	2.227 EUR 1%	2.227 EUR 2%
spezifische Investitionskosten	10%	5.501 EUR 10%	11.083 EUR 8%	14.586 EUR 14%	18.785 EUR 12%	22.288 EUR 18%
Rückbaukosten	10%	1.005 EUR 2%	1.484 EUR 1%	1.648 EUR 2%	1.844 EUR 1%	2.008 EUR 2%
Instandhaltungskosten	10%	1.482 EUR 3%	3.541 EUR 2%	3.541 EUR 3%	11.154 EUR 7%	11.154 EUR 9%
Mehrerlös Vermarktung	10%	946 EUR 2%	2.260 EUR 2%	2.731 EUR 3%	3.248 EUR 2%	4.096 EUR 3%
Substratkosten	10%	19.743 EUR 37%	47.159 EUR 33%	47.159 EUR 46%	47.159 EUR 30%	47.159 EUR 39%

Quelle: eigene Darstellung

**Tabelle 19:****Sensitivitätsanalyse: Veränderung der Annuitäten bei der Biomethanaufbereitung**

Position	Abweichung vom Planwert	eigene BGAA	Netzwerk 1: 2027	Netzwerk 2: 2029
Generalüberholung	10%	1.557 EUR 2%	1.557 EUR 2%	1.557 EUR 1%
spezifische Investitionskosten BGAA	10%	3.845 EUR 6%	7.748 EUR 8%	10.197 EUR 10%
Investitionskosten Anschlussstationen	10%	0 EUR 0%	591 EUR 1%	754 EUR 1%
Rückbaukosten	10%	853 EUR 1%	728 EUR 1%	716 EUR 1%
Länge Gasleitung	10%	0 EUR 0%	2.335 EUR 2%	2.579 EUR 2%
Stromkosten Anschlussstation & BGAA	10%	6.691 EUR 10%	8.065 EUR 8%	8.249 EUR 8%
Instandhaltung Gasnetz & BGAA	10%	3.541 EUR 5%	3.869 EUR 4%	4.613 EUR 4%
Preis Biomethan	0,1 ct/kWh <sub>hs</sub>	11.702 EUR 17%	11.702 EUR 11%	11.702 EUR 11%

Quelle: eigene Darstellung

In den Biomethanalalternativen haben die spezifischen Investitionskosten für die BGAA einen entscheidenden Einfluss auf die Rentabilität. Die Gastrassenlänge, aber auch die Anschaffungskosten der Anschlussstationen haben hingegen einen vergleichsweise geringen Einfluss. Neben den Substratkosten, deren Einfluss in Tabelle 16 aufgeführt wird, sind die weiteren Betriebskosten zu beachten. Einen hohen Einfluss auf die Rentabilität haben die Instandhaltung von Gasnetz und BGAA sowie die Stromkosten, die für den Transport und die Aufbereitung des Biogases anfallen. Den bedeutensten Faktor der Biomethanaufbereitung stellt der mögliche Gaspreis dar. Bereits die geringe Änderung von 1 ct/kWh (entspricht 1,40 %) erhöht die Annuität erheblich. Die bestmögliche Vermarktung zu etwa 8,5 ct/kWh (CLEMENS, 2021b; DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2021) erhöht den Kapitalwert um 1.488.549 EUR, die Annuität erhöht sich um 115.847 EUR. Die resultierenden Kapitalwerte zwischen 2,3 und 2,9 Millionen Euro liegen damit deutlich über den Flexibilisierungsalternativen.

## 5 Diskussion

Die Umstellung von der Vor-Ort-Verstromung zur Biomethanaufbereitung erreicht unter den getroffenen Annahmen einen positiven Kapitalwert, ist also auch mit einer Biogasaufbereitungsanlage mit geringer Kapazität aus betriebswirtschaftlicher Sicht möglich.

Obwohl Biomethan als Substitut für Erdgas aufgrund seiner vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten aus energiewirtschaftlicher Sicht viele Vorteile mit sich bringt, ist die Vor-Ort-Verstromung zurzeit möglicherweise noch die betriebswirtschaftlich bessere Wahl. Dabei scheinen Varianten mit möglichst kleinen Speichern die besten Kapitalwerte zu liefern. Durch die Limitierung der 2. Förderperiode auf 10 weitere Jahre lohnt sich die Investition in große Speicher zur Überbrückung des Wochenendes zurzeit nicht, der mögliche Mehrerlös am Spotmarkt reicht nicht aus, um ein im Vergleich besseres Ergebnis zu erzielen. Die höhere Überbauung der Anlage ist nur durch den Flexibilitätszuschlag wirtschaftlich tragbar. Aktuell sieht der Bundestag eine Änderung des EEG 2021 vor, sodass Anlagen, die zukünftig an einer Folgeausschreibung teilnehmen, 50 EUR/kW<sub>el</sub> Flexibilitätszuschlag für die Leistung in Anspruch nehmen können, die bereits über die Flexibilitätsprämie gefördert wurde. Dadurch ändert sich die Rentabilität der Flexibilisierung erheblich und möglicherweise sind die Varianten mit großen Speichern wirtschaftlich darstellbar. Die Gesetzesänderung bedarf aber noch der Zustimmung des Bundesrates (LOIBL, 2021a).

Zu beachten ist, dass die vorangegangenen Analysen den Zuschlag zum Höchstgebotswert unterstellen. Aufgrund des Zuschlagsverfahren im EEG 2021 kann diese maximale Vergütung jedoch nicht sichergestellt werden. So ist für das Jahr 2021 vorgesehen, dass bei Unterschreitung des Ausschreibungsvolumens lediglich 80 % der eingereichten Gebote bezuschlagt werden, die übrigen Gebote erhalten keinen Zuschlag. In diesem Fall wird jedoch nicht der Gebotshöhe nach bezuschlagt, sondern durch ein Losverfahren entschieden. Ab dem Jahr 2022 wird das Zuschlagsverfahren um die sogenannte Südquote erweitert, die für eine vorrangige Bezuschlagung von Geboten aus den im Gesetz definierten südlichen Regionen sorgt, bei Unterschreitung der ausgeschriebenen Menge entscheidet auch dann das Los. Aus Betreibersicht sollte demnach vermieden werden den Gebotshöchstwert zu unterbieten. Wird eine zweite Förderperiode im EEG in Betracht gezogen, sollte möglichst frühzeitig an den Auktionen teilgenommen werden, um ausreichend Zeit vorzuhalten, um an einer Folgeausschreibung teilzunehmen und die Degression der Gebotshöhe zu mindern. (LOIBL, 2021b). Zusätzlich zum Umfang der Überbauung gibt das EEG 2021 Qualitätsanforderungen für die Flexibilisierung. So müssen Anlagen in mindestens 4.000 Viertelstunden pro Jahr mindestens 85 % der installierten Leistung abrufen, damit ein Zahlungsanspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht. Dies gilt es bei der Planung der BHKW-Fahrpläne zu beachten.

Durch die rohgasseitige Bündelung mehrerer ausgeförderter Biogasanlagen kann die Ausnutzung von Skaleneffekten die Rentabilität der Biogasaufbereitung deutlich erhöhen. Dabei wurde die gleichmäßige Verteilung der Kosten des Rohgasnetzes auf die anzuschließenden Anlagen in Abhängigkeit der jeweiligen Rohgaskapazität unterstellt. Allerdings sind auch andere Unternehmensstrukturen denkbar, die beispielsweise das Rohgas ankaufen, oder die Verteilung der

Kosten entsprechend der Mikrogasleitungslänge. Grundlage der Rohgassammelleitung ist dabei die Kooperation der Anlagenbetreiber.

Zemo und Termansen (2018) zeigen mittels eines Discrete-Choice Experimentes unter dänischen Landwirten, dass ein Großteil der Befragten gegenüber gemeinschaftlichen Investitionen aufgeschlossen ist. Wichtig für die Kooperation sind laut den Autoren eine moderate Anzahl an Partnern, Kontrakte zum Verkauf von Biogas, aber auch die Option zum Ausstieg aus der Partnerschaft. Dies ist aber im Falle der rohgasseitigen Bündelung kritisch zu sehen, da eine verringerte Biogasmenge möglicherweise den Vorteil der Skaleneffekte, die der ausschlaggebende Faktor der Investition sind, verhindert. Es ist daher im Laufe der Planung wichtig den baulichen Zustand der Biogasanlagen sowie die langfristige Partnerschaft der Betreiber sicherzustellen.

Die hohe Dichte an Biogasanlagen in Schleswig-Holstein legt nahe, dass Konstellationen mit geringerer Trassenlänge oder größeren Rohgasmengen möglich sind, die Kosten je Einheit Gas also noch geringer ausfallen können. So zeigte CLEMENS (2021a) ein mögliches Biogasnetz in Nordfriesland, das auf 14,7 km Länge von 9 Biogasanlagen 1.750 m<sup>3</sup>/h Rohgas bündeln kann. Weiterhin ist zu beachten, dass die Investitionskosten der Gastrasse auf durchschnittlichen Planwerten beruht. In Abhängigkeit von den örtlichen Bedingungen können daher höhere Kosten für den Leitungsbau anfallen.

Unter der Annahme aktueller Durchschnittspreise für Biomethan kann aber auch die rohgasseitige Bündelung den Kapitalwert der Flexibilisierungsalternativen nicht übertreffen. Um eine rentable Investition zu ermöglichen, ist die bestmögliche Vermarktung von Biomethan unverzichtbar. Höchstpreise, von über 8,5 ct/kWh für Biomethan aus Gülle, die sich aus THG-Minderung im Verkehr ergeben (CLEMENS, 2021b; DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2021), würden die Annuität des Netzwerk 2 um 115.847 EUR erhöhen. Eine zentrale BGAA ist damit deutlich rentabler als die Flexibilisierung der Anlage, was sich durch die aktuelle Verfügbarkeit von weitaus höheren Preise für Biomethan aus Gülle weiter verstärkt. Die Verwendung des Biomethans als Kraftstoff und der Verkauf von THG-Minderungen, entsprechend den Vorgaben der RED II, lässt künftig hohe Erlöse aus diesem Sektor erwarten (MOZGOVOY, 2019). Dies wird durch den am 20. Mai 2021 vom Bundestag angenommen Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung Treibhausgasminderungs-Quote gestärkt, dessen Ziel der THG-Minderungspflicht für Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe von 22 % in 2030 noch deutlich über das Ziel der RED II hinausgeht (DEUTSCHER BUNDESTAG, 2021). Die steigende Nachfrage aus dem Kraftstoffmarkt schlägt sich in den steigenden Preisen für Biomethan entsprechender Qualitäten, d.h. aus Gülle oder Abfall, nieder (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2021). Vor diesem Hintergrund bietet die Flexibilisierung mit der auf 10 Jahre garantierten Vergütung aus dem EEG zwar Planungssicherheit, die Orientierung am Biomethanmarkt bietet aber die Chance auf weitaus höhere Renditen. Um auch bei der Umstellung zur Biomethanaufbereitung Planungssicherheit zu erreichen, ist der Abschluss langfristiger Lieferverträge sinnvoll (CLEMENS, 2021b).

Vor dem Hintergrund der öffentlichen Wahrnehmung von Wirtschaftsdüngertransporten und Neubauten großer Wirtschaftsdüngeranfertigungsanlagen (Nordwest Zeitung (NWZ) vom 14.11.2020) bietet sich ein Rohgasnetz möglicherweise an, um die Biogaserzeugung aus Wirtschaftsdüngern und somit die Erlöse aus dem Verkauf von THG-Minderungen zu steigern und die Akzeptanz der Anwohner zu erhöhen.

## Zusammenfassung

# Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels

Zukünftig kommt Biogasanlagen eine Schlüsselfunktion in der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom, aber auch der Substitution von Erdgas zu. Ob die Investition in die Flexibilisierung zum Wechsel in einen zweiten Förderzeitraum unter dem EEG 2021, der Bau einer Biogasaufbereitungsanlage, oder die rohgasseitige Bündelung mit weiteren Biogasanlagen zu einer zentralen Aufbereitung rentabel ist, wird anhand einer für Norddeutschland typischen Beispielanlage untersucht.

Die Berechnungen zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen die Flexibilisierung die rentabelste Alternative darstellt. Wesentlich dafür ist der Flexibilitätszuschlag, um die hohen Investitionskosten zu decken. Die Mehrerlöse aus der Vermarktung zu Preisen über dem Jahresmarktwert haben kaum einen Einfluss auf die Rentabilität, sodass der Bau großer Gas- und Wärmespeicher zur Überbrückung der Wochenenden betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Die Umstellung zur Biomethanaufbereitung kann zukünftig möglicherweise eine konkurrenzfähige Alternative zur Vor-Ort-Verstromung sein. Dazu sind aber im Vergleich zum jetzigen Stand überdurchschnittliche Preise notwendig, die sich möglicherweise aus der Kraftstoffnutzung ergeben können. Der rohgasseitige Zusammenschluss mehrerer Biogasbestandsanlagen bietet die Möglichkeit von Skaleneffekten zu profitieren und ermöglicht höhere Kapitalwerte.

## Summary

# Economic comparison of the flexibilization and bundling of existing biogas plants on the raw gas-side, based on a case study

In the future biogas plants will play a key role in demand-driven generation of electricity but also in the substitution of natural gas. Whether investment in flexibilization towards switching in a second eligibility period pursuant to EEG 2021, construction of a biogas treatment plant, or the raw gas-side bundling with other biogas plants to form a central processing unit, is profitable is examined based on an example plant typical for northern Germany.

Calculations show that of the estimates made flexibilization is the most profitable alternative. The flexibilization supplement is essential for this to cover the high cost of investment. Additional revenues from commercialization at prices above the annual market value have little bearing on profitability so that the construction of large gas and heat storage facilities to bridge weekends does not make sense from a business perspective. In the future the switch to biomethane treatment may constitute a competitive alternative to on-site electricity generation. However, compared to the present situation this requires above-average prices which may result from fuel use. The raw gas-side merger of several existing biogas plants offers the opportunity to profit from economies of scale and allows for higher capital value.

## Literatur

1. ADLER, P., E. BILLIG, A. BROSOWSKI, J. DANIEL-GROMKE, I. FALKE, J. GROPE, U. HOLZHAMMER, J. POSTEL, J. SCHNUTENHAUS, K. STECHER, G. SZOMSZED, M. TROMMLER und M. URBAN (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow.
2. ARLT, C. (2019): Bündelung von Biogasanlagen im Netzgebiet der schwaben netz gmbh, 4.3.2019, Augsburg.
3. AwSV. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (2017).
4. BÄRNTHALER, J., H. BERGMANN, D. HORNBACHER, G. KONRAD, V. KRYVORUCHKO, L. TARGYIK-KUMER, C. PINTER und C. WARTHA (2008): Endbericht Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. Projektnummer 812786 HEI Consulting GmbH. Wien.
5. BEYRICH, W., J. KASTEN, B. KRAUTKEMMER, V. DENYSENKO, N. RENSBERG, T. SCHMALFUß, G. ERDMANN, B. JACOBS, J. HÜTTENRAUCH, E. SCHUMANN, J. KÖNIG und M. EDEL (2019): Schlussbericht zum Vorhaben. Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA).
6. BÖRJESSON, M. und E. O. AHLGREN (2012): Cost-effective biogas utilisation - a modeling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. In: Energy 48: 212–226.
7. BORN, J., D. NOLTE und J.-H. WUNSCH (2014): Nutzungskonzept Biomethan. Untersuchung der Machbarkeit von Biomethantankstellen im Gebiet Nordfrieslands.
8. BÖRJESSON, M. und E. O. AHLGREN (2012): Cost-effective biogas utilisation - a modeling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. In: Energy 48: 212–226.
9. BUNDESGESETZBLATT (28.12.2020): Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 21. Dezember 2020, Nr. 65.
10. BUNDESNETZAGENTUR (2020): Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen. In: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Instituten/Ausschreibungen/Biomasse/Ausschreibungsverfahren/Biomasse\\_Verfahren-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Ausschreibungen/Biomasse/Ausschreibungsverfahren/Biomasse_Verfahren-node.html). Abruf: 20.1.2020.
11. BUNDESNETZAGENTUR (2021a): Be-en-de-te Ausschreibungen. In: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Instituten/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html). Abruf: 21.1.2021.
12. BUNDESNETZAGENTUR (2021b): Marktstammdatenregister. Veröffentlichung von Registerquellen. In: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Instituten/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR\\_node.html#doc514816bodyText4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html#doc514816bodyText4). Abruf: 16.2.2021.
13. BUNDESNETZAGENTUR (2021c): Ziele und Konzepte des Marktstammdatenregisters. In: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStRHilfe/subpages/zieleKonzepte.html>,. Abruf: 16.2.2021.
14. CLEMENS, D. (2020): Telefonat über die Aufbereitung von Biomethan und Flexibilisierung von Biogasanlagen. Kiel.
15. CLEMENS, D. (2021a): Methodisches Vorgehen zur Errichtung von biogassammelleitungen. Fachverband Biogas Videokonferenz, 14.1.2021.
16. CLEMENS, D. (2021b): Rohgasseitige Bündelung von Biogasanlagen. E-Mail. Kiel.
17. DANIEL-GROMKE, J., P. KORNAZ, M. DOTZAUER, M. STUR, V. DENYSENKO, M. STELZER, H. HAHN, B. KRAUTKEMMER, H. von BREDOW und K. ANTONOW (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig.
18. DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, T. BARCHMANN, K. OEHMICHEN, M. BEIL, W. BEYRICH, B. KRAUTKEMMER, M. TROMMLER, T. REINHOLZ, J. VOLLPRECHT und C. RÜHR (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. In: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/options-fuer-biogas-bestandsanlagen-bis-2030-aus>.

19. DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, M. TROMMLER, T. REINHOLZ, K. VÖLLER, M. BEIL und W. BEYRICH (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ-Report Nr. 30. Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig.
20. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (2020): Branchenbarometer Biomethan 2020. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
21. DEUTSCHER BUNDESTAG (2021): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote. Drucksache 19/27435.
22. DIETRICH, R. (2009): Weiterentwicklung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung in Vorarlberg mit Einspeisung ins Gasnetz. Lauterach.
23. EEG 2017. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist (2019).
24. ERLER, R., E. SCHUHMANN und C. BIDART (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotenzial). Abschlussbericht. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
25. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE (Hrsg.) (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Bioenergie. Druckerei Weidner, Rostock.
26. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Gülzow.
27. FALKENBERGER, H., E.-M. KLOTZ, M. KOEPP, N. THAMLING, M. WÜNSCH, I. ZIEGENHAGEN, B. EIKMEIER, M. FETTE, K. JANßEN, S. GORES, H. HERRMANN, C. ZELL-ZIEGLER, M. GAILFUß, O. ANTONI, H. KAHL und M. KAHLES (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.
28. GADERER, M., M. LAUTENBACH, T. FISCHER und G. EBERTSCH (2007): Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Bayrische Landesamt für Umwelt, Augsburg.
29. GasNZV. Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 786) geändert worden ist (2019).
30. GRÖSCH, N., C. TROX, A. SAIDI, W. ZÖRNER, V. GRÜNER, D. BAUMKÖTTER, E. BRÜGGING, C. WETTER, M. GLÖTZL, U. KILBURG, J. GLEICH, R. WAGNER und R. VOGT (2020): Biogas nach dem EEG - (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber. Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V. und ifeu Heidelberg.
31. HENGEVELD, E. J., J. BEKKERING, W.J.T. VAN GEMERT und A. A. BROEKHUIS (2016): Biogas infrastructures from farm to regional scale, prospects of transport grids. In: Biomass and Bioenergy 86: 43–52.
32. HENGEVELD, E. J., W.J.T. VAN GEMERT, J. BEKKERING und A. A. BROEKHUIS (2014): When does decentralized production of biogas and centralized upgrading and injection into the natural gas grid make sense? In: Biomass and Bioenergy 67 (7): 363–371.
33. HOFFSTEDTE, U., M. STELZER, H. HAHN, M. BEIL, B. KRAUTKEMMER, J. KASTEN, W. BEYRICH und U. HOLZHAMMER (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben IIa: Biomasse. Zwischenbericht. Fraunhofer IEE, Kassel.
34. KRASSOWSKI, J. und W. URBAN (2010): Biogaseinspeisung in Erdgas-/Mikro-gasnetze - Möglichkeiten und offene Fragen. 11. NRW-Biogastagung Landwirtschaftszentrum Haus Düsse, 25.3.2010.
35. KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU (2019): Infoblatt Erneuerbare Energien. Informationen zu förderfähigen Kosten im KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium, Kredit 271/281, Stand 01/2019. In: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003781\\_Infoblatt\\_271\\_272\\_281\\_282\\_Erneuerbare\\_Energien\\_Premium.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003781_Infoblatt_271_272_281_282_Erneuerbare_Energien_Premium.pdf). Abruf: 22.1.2021.
36. KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU (2021): Merkblatt Erneuerbare Energien "Premium", Kredit 271/281, Stand 01.01.2021. In: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002410\\_M\\_271\\_281\\_272\\_282.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410_M_271_281_272_282.pdf). Abruf: 22.1.2021.
37. KTBL (Hrsg.) (2013): Faustzahlen Biogas. KTBL, Darmstadt.

38. LANDWIRTSCHAFTLICHE RENTENBANK (2020): Konditionenrundschriften Nr. 2 / 2020. Unsere Förderprogramme für das Agribusiness.
39. LIEBETRAU, J., V. DENYSENKO, W. STINNER, N. RENSBERG und J. DANIEL-GROMKE (2019): Perspektiven der Biogasentwicklung in Deutschland. In: KTBL (Hrsg.): Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress vom 09. bis 10. September 2019 in Leipzig. KTBL-Schrift: 20–32.
40. LOIBL, H. (2021a): Wichtige Änderungen im EEG 2021. In: <https://www.paluka.de/erneuerbare-energien/blog/wichtige-aenderungen-im-eeg-2021>.
41. LOIBL, H. (2021b): Wichtige aktuelle Rechtsfragen im Bereich Biogas - EEG 2021. 15. Oberfränkisches Biogas-Fortbildungsseminar, 2.2.2021, Online.
42. MOZGOVOY, A. (2019): Biogas für den Kraftstoffmarkt: eine Option für Post-EEG-Anlagen., 27.8.2019, Bad Fallingb. bostel.
43. MUßHOFF, O. und N. HIRSCHAUER (2016): Modernes Agrarmanagement. Betriebswirtschaftliche Analyse- und Planungsverfahren. Verlag Franz Vahlen, München.
44. PLATA, A. (2008): Optimale Standorte von Biogasanlagen - Eine Multikriterienanalyse mit GIS. Diplomarbeit. Nr. 4. Institut für Geographie, Universität Gießen, Gießen.
45. REINHOLZ, T. UND C. KÜHNEL (2018): Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen. dena, Berlin.
46. RohrFltgV. Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (Rohrfernleitungsverordnung) (2020).
47. SCHALLER, M.-L. (2020): 7 Biogasanlagen versorgen eine Gaseinspeiseanlage. In: Biogas Journal (5): 62–65.
48. SCHMALSCHLÄGER, T., KLEIN KATHARINA, V. TAUTU und C. DREXLER (2007): Endbericht. Gasseitige Bündelung von Biogasanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz.
49. SCHULZ, W., M. HILLE und W. TENTSCHER (2003): Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Bremer Energie Institut.
50. SMARD STROMMARKTDATEN (2020): Marktdaten. Großhandelspreise 2018 für das Marktgebiet DE/AT/LU (bis 30.09.2018) und DE/LU (ab 01.10.2018). In: [https://www.smard.de/home/downloadcenter/download\\_marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:false,%22from%22:157887000000,%22to%22:1579820399999,%22selectedFileType%22:false%7D](https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:false,%22from%22:157887000000,%22to%22:1579820399999,%22selectedFileType%22:false%7D). Abruf: 23.1.2020.
51. UMWELTBUNDESAMT (2021): Online Datenbank Rigoletto für die Suche nach Stoffeinstufungen in WGK. In: <https://webriigoletto.uba.de/rigoletto/public/welcome.do>. Abruf: 22.1.2021.
52. Nordwest Zeitung (NWZ) Nordwest Zeitung (NWZ) (14.11.2020): Widerstand gegen Biogasanlage - So könnte es weitergehen.
53. WIETSCHEL, M., C. MOLL, S. OBERLE, B. LUX, S. TIMMERBERG, U. NEULING, M. KALTSCHMITT und N. ASHLEY-BELBIN (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für PKW und LKW. Schlussbericht. Karlsruhe.
54. WIRTH, B. (K.) (2021): Benötigte Elemente für eine Mikrogasleitung. E-Mail. Darmstadt.
55. ZEMO, K. H. UND M. TERMANSEN (2018): Farmers' Willingsness to Participate in Collective Biogas Investment: A Discrete Choice Experiment Study. In: Resource and Energy Economics 52: 87–101.

## Anschrift der Autoren

Daniel Schröder

Institut für Agrarökonomie, Abteilung Landwirtschaftliche Betriebslehre und Produktionsökonomie,  
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel,

Olshausenstr. 40,

24098 Kiel,

Wilhelm-Seelig-Platz 6, Raum 106,

E-Mail: [dschroer@ae.uni-kiel.de](mailto:dschroer@ae.uni-kiel.de)

Prof. Dr. Uwe Latacz-Lohmann

Institut für Agrarökonomie, Abteilung Landwirtschaftliche Betriebslehre und Produktionsökonomie,  
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel,

Olshausenstr. 40,

24098 Kiel,

Wilhelm-Seelig-Platz 6, Raum 110,

E-Mail: [ulatacz@agric-econ.uni-kiel.de](mailto:ulatacz@agric-econ.uni-kiel.de)

## Danksagung

Die Autoren danken der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (www.eksh.org) und Dr. Dietrich Clemens für die Unterstützung der Studie.