

FLEXIBILISIERUNG VON BIOGASANLAGEN ZUR BESTANDSSICHERUNG

Flexibilisierung durch Biomethaneinspeisung in das Gasnetz

Berlin, 02.07.2020

Studiengang:	Regenerative Energien (M)
Fachbereich:	Ingenieurwissenschaften – Energie und Information
Autoren:	Kilian Helfenbein (554994) Michaela Zoll (540737)
Betreuer:	Prof. Dr.-Ing. Mirko Barz

ABSTRACT

In dieser Arbeit werden die gängigsten Biogasaufbereitungstechnologien vorgestellt und technisch sowie ökonomisch verglichen. Außerdem werden mögliche Verfahren für die direkte und indirekte Methanisierung des im Biogas enthaltenen Kohlenstoffdioxids aufgezeigt und der derzeitige rechtliche Rahmen, sowie die ökologische Bilanz des Biomethans bewertet.

Die **Druckwasserwäsche (DWW)** wird als günstigstes Verfahren zur Biomethanherstellung herausgearbeitet. Die Kosten der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan betragen etwa 1.2 ct/kWh bis 1.5 ct/kWh bezogen auf den Energiegehalt des produzierten Bioemthans. Für die gesamte Prozesskette werden Kosten von 6.2 ct/kWh bis 8.0 ct/kWh erwartet.

Grundsätzlich kann die Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen durch Biomethaneinspeisung wirtschaftlich sein. Allerdings sind die meisten bestehenden Biogasanlagen abhängig von zeitlich begrenzten Fördermitteln. Aufgrund der angespannten regulatorischen Lage ist bereits seit 2017 ein rückläufiger Trend beim Zubau von Biomethananlagen festzustellen. Werden die rechtlichen Rahmenbedingungen nicht angepasst, ist davon auszugehen, dass die installierte Anlagenleistung weiter sinkt. Dies gilt vor allem für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2021 sukzessive ihre Vergütung nach dem **Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)** verlieren.

Biomethananlagen können eine durchaus positive Treibhausgasbilanz aufweisen. Hierfür ist eine möglichst hohe Effizienz der Anlage, die Vermeidung von Leckagen und die Wahl des Ausgangssubstrat entscheidend.

INHALTSVERZEICHNIS		V-A8	Fazit	12
		V-B	Verarbeitung des Kohlenstoffdioxidanteils	12
		V-C	Ausblick	12
Abbildungsverzeichnis	1	VI	Schlussbetrachtung	13
Tabellenverzeichnis	1	ABBILDUNGSVERZEICHNIS		
Akronyme	1	1	Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Biogasaufbereitung zu Biomethan [12]; <i>Eigene Darstellung</i>	2
I Einleitung	1	2	Schematische Darstellung der biochemischen Methanisierung [22]; <i>Eigene Darstellung</i>	4
II Aktueller Stand	2	3	Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [11]; <i>Eigene Darstellung</i>	7
II-A Stand der Technik	2	4	Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [11]; <i>Eigene Darstellung</i>	7
II-A1 Absorptionsverfahren	2	5	Installierte Leistung an Biogas- und Biomethan- kapazitäten und der Nettozubau von Biomethan- kapazität [11]; <i>Eigene Darstellung</i>	7
II-A2 Membrantrennverfahren	3	TABELLENVERZEICHNIS		
II-A3 Druckwechseladsorption	3	I	Anforderungen an Gas aus regenerativen Quellen für die Einspeisung in das Gasnetz	3
II-A4 Kryogene Trennverfahren	3	II	Erzeugung bzw. Endenergieverbrauch aus Biogas und -methan nach Sektoren	7
II-B Stand der Forschung und Entwicklung von PtG-Prozessen	4	III	Biomethanpotential in Deutschland	8
II-B1 Sabatier-Prozess	4	IV	Emissionsfaktoren von Biogasanlagen mit direkter Biogasverbrennung	9
II-B2 Biochemische Methanisierung	4	V	Übersicht über die konventionellen Biogasauf- bereitungsverfahren	13
II-C Rechtliche Rahmenbedingungen	5	AKRONYME		
II-C1 Höchstbemessungsleistung	5	DWW	Druckwasserwäsche	
II-C2 Direktvermarktung	5	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	
II-C3 Flexibilitätsprämie für Be- standsanlagen	5	fEE	Fluktuierende erneuerbare Energien	
II-C4 Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen	6	PSA	Pressure Swing Adsorption	
II-C5 Vermiedene Netzentgelte	6	PtG	Power to Gas	
II-C6 Fazit	6	I. EINLEITUNG		
II-D Stand der Marktintegration von Biogas und -methan	6	Der Ausbau an fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEEs) führt zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu erzielen. So kommt es in einem zukünftigen Energiesystem, welches von fEEs dominiert wird, zu einer starken Verschiebung der Residuallastkurve. Als steuerbare regenerative Erzeugungseinheiten, können Biogasanlagen eine wichtige Rolle in der Erbringung von Flexibilität übernehmen und zu einem abfedern der Residuallast beitragen. [21]		
II-D1 Stromerzeugung	7			
II-D2 Wärme und Kälte	8			
II-D3 Verkehr	8			
III Biomethanpotential	8			
IV Ökologische Bilanz	8			
IV-A Treibhausgasemissionen	9			
IV-A1 Kohlenstoffdioxid-Emissionen	9			
IV-A2 Methan-Emissionen	9			
IV-B Luftschadstoffe	9			
IV-C Lagerung und Behandlung des Gärguts	9			
IV-D Endnutzung des Gärrests	9			
IV-E Aufbereitung zu Biomethan	9			
IV-F Fazit	10			
V Techno-ökonomische Analyse	10			
V-A Analyse der konventionellen Aufberei- tungsverfahren	10			
V-A1 Druckwasserwäsche	10			
V-A2 Polyglykolwäsche	10			
V-A3 Aminwäsche	11			
V-A4 Membrantrennverfahren	11			
V-A5 Druckwechseladsorption	11			
V-A6 Kryogene Trennverfahren	11			
V-A7 Hybridverfahren	12			

Eine Möglichkeit Biogasbestandsanlagen zu flexibilisieren, stellt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan dar, welches anschließend in das Gasnetz eingespeist werden kann. Die Umstellung der Fahrweise von Biogas- bzw. Biomethananlagen, weg von einer Maximierung der Volllaststundenzahl hin zu einer flexiblen Erzeugung, bedeutet einen erhöhten planerischen, technischen und operativen Aufwand und somit erhöhte Kosten gegenüber dem Status quo. Um einen Anreiz hin zu einer Flexibilisierung bestehender Anlagenleistung zu schaffen, wurde mit dem EEG 2012 (§33i) die Flexibilitätsprämie eingeführt. Anschließend wurde mit dem EEG 2014 (§53) das Anreizprogramm durch die Einführung des Flexibilitätszuschlages für Neuanlagen ausgeweitet. [14]

Ziel dieser Arbeit ist es, die Biogasaufbereitung zu Biomethan als Option zur Flexibilisierung in dem aktuellen rechtlichen Umfeld aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive zu bewerten.

II. AKTUELLER STAND

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand der Technik und der Marktintegration von Biogas und Biomethan eingegangen. Zusätzlich wird der rechtliche Rahmen erläutert und Hemmnisse aufgezeigt, die den Prozess hin zu einer Flexibilisierung von Biogasanlagen erschweren.

A. Stand der Technik

Die Hauptbestandteile von Rohbiogas sind Methan mit 50 % bis 75 %, Kohlenstoffdioxid mit 20 % bis 50 % und Wasserdampf mit 1 % bis 5 %. Daneben kann es auch Schwefelwasserstoff, Ammoniak, Stickstoff und Siloxane enthalten. Die genaue Zusammensetzung des Biogases ist hierbei in erster Linie abhängig von dem verwendeten Substrat [33]. Damit es als Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden darf, sind Gasreinigungs- und -aufbereitungsverfahren nötig. In dieser Arbeit wird eine vorangehende Reinigung des Biogases vorausgesetzt und nur die darauf folgenden Aufbereitungsverfahren untersucht. Dabei ist das Hauptziel den Methananteil, und damit den Heizwert, zu erhöhen und die übrigen Bestandteile soweit wie möglich zu reduzieren. Die wichtigsten Anforderungen, gestellt durch den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs, sind in Tab. I zusammengefasst. Da bis zum Jahr 2030 eine schrittweise vollständige Umstellung von L-Gas (*Low calorific gas*) zu H-Gas (*High calorific gas*) geplant ist, wird im Folgenden eine Methanreinheit von 95 % oder mehr vorausgesetzt. [2] [41] [23]

Bisher wird das Biomethanpotenzial allerdings nur geringfügig genutzt. Die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland liegt im Jahr 2019 bei mehr als 9000. Dagegen sind nur 213 Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb mit einer Methaneinspeisekapazität von gut $130\,000\text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$. Zehn weitere Anlagen sind in Planung und sollen spätestens 2020 in Betrieb genommen werden. In Abb. 1 ist die Verteilung der verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren im Jahr 2017 in Deutschland, für damals noch 196 Anlagen, dargestellt. [8] [38]

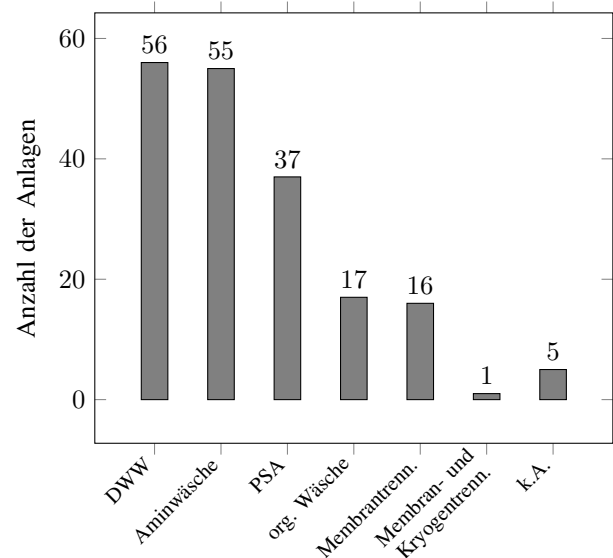


Abbildung 1. Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Biogasaufbereitung zu Biomethan [12]; Eigene Darstellung

Die abgebildeten Technologien werden genutzt, um CO_2 vom Biogas abzuscheiden, und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Sie werden im Folgenden näher erläutert.

1) *Absorptionsverfahren*: Die Absorptionsverfahren gehören derzeit zu den gängigsten Prozessen. Man unterscheidet dabei zwei verschiedenen Prinzipien. Während der physikalischen Absorption werden unerwünschte Bestandteile eines Gasstroms in einem Flüssigkeitsstrom gelöst. Der Konzentrationsunterschied des Gases in beiden Medien ist hier die treibende Kraft für den Stoffübergang. Bei der chemischen Absorption geht das CO_2 im Biogas mit dem Lösungsmittel eine chemische Bindung ein und wird so abgeschieden. [33]

Das weltweit verbreitetste Biogasaufbereitungsverfahren ist die DWW mit einem Anteil von etwa 41 % am Weltmarkt. Sie basiert auf der physikalischen Absorption von Gasen in Wasser. Das Verfahren nutzt dabei aus, dass die Löslichkeit von Methan bei 25°C 26-mal schlechter ist, als von Kohlenstoffdioxid. Das

Tabelle I
ANFORDERUNGEN AN GAS AUS REGENERATIVEN QUELLEN FÜR DIE EINSPEISUNG IN DAS GASNETZ

Komponente	Spezifikation		zul. Anteil	Wirkung
CH ₄	Gasnetztyp	L	≥90 mol %	brennbare Gaskomponente
		H	≥95 mol %	
CO ₂		L	≤10 mol %	vermindert Brennwert
		H	≤5 mol %	
H ₂ S	Netzdruck	≤10 bar	≤200 mg/m ³	Korrosion; Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate
		>10 bar	≤50 mg/m ³	
H ₂ S	–	–	≤5 mg/m ³	Korrosion
NH ₃	–	–	–	verringert Zündverhalten

Quellen: [2] [23]

Rohbiogas wird unter hohem Druck in die flüssige Phase des Absorbers geleitet, wo CO₂ absorbiert wird. Zur Regeneration wird das Lösungsmittel anschließend mit Luft in einen Desorber geleitet, wo sich das CO₂ vom Wasser löst. Danach wird das Wasser zurück in den Absorber geführt. [22] [6]

Neben der **DWW** werden auch ähnliche Waschverfahren mit organischen Lösungsmitteln angewendet, genannt Polyglykolwäsche. Wie bei der **DWW** gibt es eine Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck und eine Regenerationsstufe bei niedrigerem Druck. Die Polyethylenglykol-Dimethylether Waschmittel, bekannt unter den Handelsnamen Genosorb® oder Selexol®, weisen eine deutlich höhere CO₂-Löslichkeit im Vergleich zu Wasser auf. So sind kleinere Waschmittelmengen und Absorberabmessungen möglich. [2]

Die Aminwäsche funktioniert nach dem Prinzip der chemischen Absorption. Saure Gasbestandteile im Biogas, CO₂ und potenziell H₂S, reagieren im Absorber exotherm reversibel mit einer Lösung aus Wasser und Aminen und werden somit chemisch gebunden. Das meist verwendete Amin ist Methyldiethanolamin (MDEA). Die Regeneration des Lösungsmittels findet in einer Stripkolonne statt. Dabei wird es auf 120 °C bis 160 °C aufgeheizt, um die nötige Reaktionswärme aufzubringen. [6] [22]

2) *Membrantrennverfahren*: Biogasaufbereitung mit Hilfe von Membranverfahren nutzen die unterschiedlichen Permeabilitäten von Gasanteilen mit Hilfe einer semi-permeablen Membran. Je nach Molekülgröße können manche Bestandteile durch die Membran diffundieren. Für Biogasaufbereitung werden Membranen verwendet, die CO₂, H₂O, O₂ und H₂S durchdringen lassen, während CH₄ und N₂ übrig bleiben. Üblich sind drei verschiedene Arten von Membranen, poly-

merische, anorganische und Mixed-Matrix-Membranen. Die Diffusion findet unter hohen Drücken statt, sodass neben den gewünschten Gasen auch Spuren von CH₄ in das Permeat gelangen. Um dem entgegen zu wirken, werden mehrere Membranen seriell verbunden, um die Verluste zu verringern. Außerdem werden inzwischen auch Verfahren entwickelt, die das Membranverfahren mit einer Absorption verbinden. Auf einer Seite der Membran befindet sich ein Lösungsmittel, das gasförmiges CO₂ und H₂S, welches von der anderen Seite diffundiert, absorbiert. Membranverfahren bieten die Möglichkeit preiswert hohe CH₄-Konzentrationen zu erreichen. Wegen der großen Menge an möglichen Membranmaterialien besteht zudem hohes Optimierungspotenzial. [22]

3) *Druckwechseladsorption*: Die Druckwechseladsorption (**Pressure Swing Adsorption (PSA)**) trennt Gasbestandteile aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften. Das Rohbiogas wird verdichtet und in einen Adsorber geleitet, wo der Adsorbent das enthaltene CO₂ an seine Oberfläche bindet, während das CH₄ weiter strömt. Wenn das Material gesättigt ist wird der Druck stufenweise verringert und das Gas wird desorbiert. In der Regel werden Zeolithe oder kohlenstoffbasierte Stoffe als Adsorbent verwendet. Damit ein kontinuierlicher Prozess entsteht, werden mindestens vier Kolonnen hintereinander geschaltet, die sich in unterschiedlichen Stadien der Adsorption oder Regeneration befinden. Vorteile der Technik sind, dass im Gegensatz zu Waschverfahren keine zusätzlichen Kosten für Chemikalien oder Wasser anfallen. Außerdem sind die Systeme trotz ihres relativ komplexen Aufbaus modular und damit theoretisch auch für kleine Anwendungen geeignet. [6] [22]

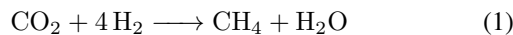
4) *Kryogene Trennverfahren*: Eine weitere Technologie zur Biogasaufbereitung sind kryogene Verfahren. CH₄ hat mit

−161.5 °C eine niedrigere Siedetemperatur als CO₂, das schon bei −78.2 °C verdampft. Aus diesem Grund können die Gase bei sehr niedrigen Temperaturen voneinander durch Destillation getrennt werden. Zur Aufbereitung wird das Rohbiogas mithilfe mehrerer Kompressoren und Wärmeübertrager verdichtet und auf −55 °C abgekühlt, wo der größte Anteil CO₂ bereits abgetrennt werden kann. Bei −85 °C erstarrt letztendlich das übrig gebliebene CO₂. Da das Verfahren sehr energieintensiv ist existieren bisher nur wenige kommerzielle Anlagen. [22] [3]

B. Stand der Forschung und Entwicklung von PtG-Prozessen

Im Folgenden werden Technologien zur Biogasaufbereitung vorgestellt, die den CO₂-Anteil des Biogases zur Methanherstellung nutzen, und zum Teil bereits in *Power to Gas* (PtG)-Prozessen Anwendung finden. Gerade die direkten Methanisierungsverfahren befinden sich noch im Entwicklungsstadium.

1) *Sabatier-Prozess*: Das abgeschiedene CO₂ aus den vorangegangenen Aufbereitungsverfahren kann, statt in die Atmosphäre geleitet zu werden, zur Methanisierung genutzt werden. Ein gängiges Verfahren ist der Sabatier-Prozess. Er beschreibt die exotherme Reaktion von H₂ und CO₂ zu Methan und Wasser mithilfe eines, in der Regel nickelbasierten, Katalysators. [3]



Diesen Vorgang nutzt beispielsweise die Audi e-gas Anlage bereits seit einigen Jahren, indem sie CO₂ aus einer Biogasaufbereitung bezieht und H₂ durch Hydrolyse generiert. [3] [4]

Es besteht allerdings auch die Möglichkeit direkt Biogas als CO₂-Quelle zu verwenden. Die Wahl des Katalysators stellt in dieser Anwendung allerdings immer noch eine Herausforderung dar. Er muss für niedrige Temperaturen geeignet sein, die die Reaktion begünstigen. Außerdem besteht das Risiko der Deaktivierung durch Versintern und Oxidation. Bisher ist die direkte Methanisierung mithilfe des Sabatier-Prozesses allerdings reine Theorie und bedarf umfangreicher Forschung. [3]

2) *Biochemische Methanisierung*: Die biologische Methanisierung ist ein relativ neuer Biogasaufbereitungsprozess. Sie beinhaltet zwei mögliche Konversionspfade. Beide Reaktionen involvieren jedoch Mikroorganismen, die CO₂ und H₂ zu CH₄ umwandeln. Die erste verläuft nach derselben Reaktionsgleichung wie der Sabatier-Prozess. Der Hauptunterschied ist,

dass hydrogenotrophe methanogene Archaeen als Katalysator agieren. Der zweite Prozess ist eine indirekte Biogasaufwertung, die homoacetogene Bakterien nutzt. Sie wandeln CO₂ zunächst in Acetat um, das danach von acetoklastischem Methanogenen in CH₄ gewandelt wird. Eine Übersicht der Reaktionen der biochemischen Methanisierung ist in 2 zu sehen. Eine Untersuchung der Mikrobenpopulation hat gezeigt, dass die Reaktion der hydrogenotrophen Archaeen im Vergleich zu indirekten Biogasaufwertung überwiegt. [3] [22] [37]

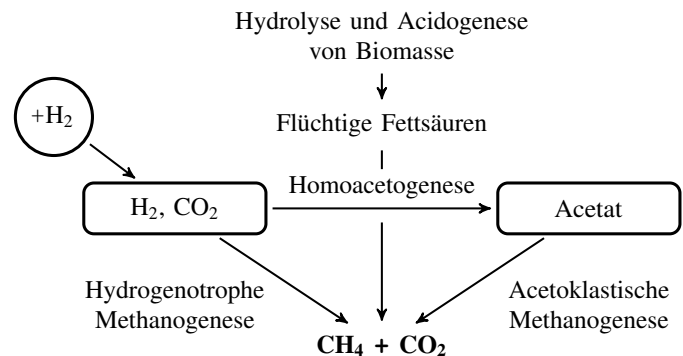


Abbildung 2. Schematische Darstellung der biochemischen Methanisierung [22]; Eigene Darstellung

Im Jahr 2017 existieren zur biologischen Methanisierung in Deutschland bereits sechs Demonstrationsanlagen, von denen in fünf Ex-situ- und in einer In-situ-Methanisierung untersucht werden. [24]

Im Ex-situ-Verfahren findet die Reaktion in einem separaten Reaktor statt, sodass H₂, CO₂, essenzielle Nährstoffe und die Methanogene hinzugefügt werden müssen. Der Vorgang lässt sich recht gut kontrollieren und sich unter anderem mit Hilfe des geeigneten Reaktortyps optimieren. Mit der Electrochaea in Dänemark, die diese Ex-situ-Methanisierung nutzt, speist seit Herbst 2019 eine der größten PtG-Anlagen Biomethan in das Gasnetz ein. [3] [20] [22] [37]

In In-situ-Verfahren findet die Reaktion dagegen im gleichen Biomassefermenter, in dem das Biogas entsteht, statt. Die anaerobe Gärung und ihre Zwischenschritte produzieren Zwischenprodukte, wie flüchtige Fettsäuren, H₂ und CO₂, die für die biochemische Methanisierung benötigt werden. Es wird zudem zusätzliches H₂, z.B. aus einer Hydrolyseanlage, in den Reaktor geleitet, um die Methanbildung zu fördern. Die H₂ Konzentration im Reaktor muss dabei bewacht werden, um die Ausgewogenheit der Reaktionen sicherzustellen und die Versauerung des Substrats zu verhindern. Da eine Vielzahl

von Prozessen gleichzeitig stattfindend, die sich gegenseitig beeinflussen, stellt die Optimierung des Systems technisch eine Herausforderung dar. Bisher existieren nur einige kleine Demonstrationsanlagen. Es ist ratsam weiter dahingehend zu forschen, da diese vielversprechende Technologie nur wenig Energie verbraucht und gegenüber Gasunreinheiten, wie H₂S und organische Säuren, tolerant ist. [3] [22] [37]

C. Rechtliche Rahmenbedingungen

Grundlage für die Förderung von Biogas- und Biomethananlagen bildet das EEG. Das EEG wurde erstmals im Jahr 2000 in Kraft gesetzt und enthielt bis einschließlich zur Fassung des EEG 2012 hohe Fördersätze für die Erzeugung von Strom aus Biogas. Dies führte zu einem starken Anstieg der installierten Leistung an Biogasanlagen innerhalb dieser Zeitspanne (s. Abb. 5). Seither gibt es nur noch einen im Vergleich geringeren Zubau an Biogasanlagen. [14]

Mit dem EEG 2014 kam es zu einer Einführung neuer Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biogas und -methan. So wurde die Höchstbemessungsleistung (s. Kap. II-C1), die verpflichtende Direktvermarktung (s. Kap. II-C2), die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen (s. Kap. II-C3) und der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen (s. Kap. II-C4) implementiert, welches zu einer Entschleunigung des Biogas und -methan Ausbaus führte. Bei der Biogasaufbereitung zu Biomethan kommt erschwerend hinzu, dass die Auszahlung vermiedener Netzentgelte (s. Kap. II-C5) im Jahr 2010 auf 10 Jahre begrenzt wurde. [7]

1) *Höchstbemessungsleistung*: Mit dem EEG 2014 wurde die Höchstbemessungsleistung eingeführt, wodurch sich die Gegebenheiten für Bestandsanlagen verschlechterten. Nach §101 Abs. 1 ist die „Höchstbemessungsleistung [...] die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und vor dem 1. Januar 2014.“ Wobei nach §5 Nr. 4 die Bemessungsleistung diejenige Leistung ist, die eine Anlage innerhalb eines Jahres im Durchschnitt erbringt. [9] Die Höchstbemessungsleistung legt fest, bis zu welcher Einspeisung eine Anlage ihre Vergütung nach dem EEG erhält. Liegt die durchschnittliche Einspeisung einer Anlage über der Höchstbemessungsleistung, so erhält der Betreiber für jede darüber hinausgehende erzeugte kWh nur den jeweiligen Monatsmarktwert (Definition nach §5 Nr. 25 EEG 2014). [25]

Die Einführung der Höchstbemessungsleistung hat somit massiven Einfluss auf die Erweiterungsmöglichkeiten von Bestandsanlagen, da es sich wirtschaftlich nicht lohnt, die

jährliche Stromerzeugung der Anlage zu erhöhen. Hierdurch wird erzielt, dass sich Erweiterungen von Anlagen, statt auf eine Erhöhung der Einspeisung, auf die Flexibilisierung der Anlage konzentrieren. [14]

2) *Direktvermarktung*: Bereits mit dem EEG 2012 wurde eine verpflichtende Direktvermarktung für Biogas- und Biomethananlagen, die nach dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden und eine Leistung von mehr als 750 kW aufweisen, eingeführt. Mit dem EEG 2014 wurde ab dem 1. Januar 2016 die Direktvermarktung auf alle Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW ausgeweitet.

Für kleine Anlagen und Bestandsanlagen ist eine Direktvermarktung freiwillig. Allerdings kann die Flexibilitätsprämie (s. Kap. II-C3) bzw. der Flexibilitätszuschlag (s. Kap. II-C4) nur in Anspruch genommen werden, wenn der Strom direktvermarktet wird. Weiterhin bietet das sogenannte Marktprämienmodell einen weiteren Anreiz zu Direktvermarktung, da es durch die Managementprämie zu einer Erhöhung der Einspeiseerlöse um 0.2 ct/kWh kommt.

Bei diesem Modell setzt sich die Gesamtvergütung, als anzulegender Wert bezeichnet, aus dem technologiespezifischen Monatsmarktwert und der Marktprämie zusammen. Der anzulegende Wert ist dabei fixiert und entspricht der anlagenspezifischen EEG Vergütung plus der Managementprämie. Da der Monatsmarktwert schwankt, wird die Marktprämie monats-scharf angepasst, um den anzulegenden Wert konstant zu halten. [28]

3) *Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen*: Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist es, den Anteil an regelbarer Erzeugungsleistung zu erhöhen und stellt den größten Anreiz für Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen dar, zusätzliche flexible Anlagenleistung zu installieren. Dabei kann die Flexibilitätsprämie nur für Anlagen in Anspruch genommen werden, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden und nach dem EEG vergütet werden.

Nach §50b EEG 2017 können „Betreiber von Anlagen [...] von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung verlangen.“ Dabei beläuft sich die Flexibilitätsprämie auf 130 € je kW zusätzlicher flexibler Anlagenleistung pro Jahr für eine gesamte Förderdauer von 10 Jahren. Voraussetzung hierfür ist die seit dem EEG 2014 verpflichtende Direktvermarktung des erzeugten Stromes. Zusätzlich muss „die Bemessungsleistung der Anlage [...] mindestens das 0.2-

fache der installierten Leistung der Anlage“ betragen (s. Anlage 3 Nummer I EEG 2017). [10] [14]

Die individuelle Flexibilitätsprämie einer Anlage berechnet sich nach Anlage 3 Nummer II EEG 2017 wie folgt:

$$\begin{aligned} FP &= P_{\text{Zusatz}} \cdot 130 \text{ €/kW} \\ &= (P_{\text{Inst}} - f_{\text{Kor}} \cdot P_{\text{Bem}}) \cdot 130 \text{ €/kW} \end{aligned} \quad (2)$$

Wobei:

FP = Flexibilitätsprämie
 P_{Zusatz} = Zusätzliche flexible Anlagenleistung
 P_{Inst} = Gesamte installierte Anlagenleistung
 f_{Kor} = Korrekturfaktor
 P_{Bem} = Höchstbemessungsleistung der Anlage

Der einheitenlose Korrekturfaktor f_{Kor} liegt für Biomethan bei 1.6 und für Biogas bei 1.1. Der Anreiz für eine Flexibilisierung von Biogasanlagen ist somit größer, als bei Biomethananlagen, da eine höhere Vergütung erreicht wird. Zusätzlich wird P_{Zusatz} maximal auf das 0.5-fache von P_{Inst} gedeckelt, auch wenn die Berechnung einen größeren Wert ergibt. [10] [29]

Durch die Kombination aus der Begrenzung der maximal beanspruchbaren Vergütung nach dem EEG durch die Höchstbemessungsleistung, der verpflichtenden Direktvermarktung und der Berechnung der EEG Vergütung aus dem Monatsmarktwert der jeweiligen Technologie, wird erreicht, dass Anlagenbetreiber ihre Erzeugung nach dem Börsenstrompreis richten und somit bedarfsgerechter produzieren. Zusätzlich wird auf diese Weise eine Erhöhung des Monatsmarktwertes von Biogas und -methan erreicht, wodurch die Marktpremie und damit die zu zahlende Vergütung nach dem EEG sinkt.

4) *Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen:* Der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen basiert auf dem gleichen Prinzip wie die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen. Hiermit soll ein Anreiz geschaffen werden, dass Anlagenbetreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW, statt einer volllaststunden-optimierten, eine bedarfsgerechte Produktion anstreben. Im Gegensatz zur Flexibilitätsprämie beläuft sich der Flexibilitätszuschlag jedoch auf 40 €/kW für die gesamte installierte Leistung über die gesamte Förderdauer des EEG. [10] [14]

5) *Vermiedene Netzentgelte:* Mit der Auszahlung vermiedener Netzentgelte nach der Gasnetzentgeltverordnung, soll der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerte Netzebene weitergegeben werden. Dabei belaufen sich die vermiedenen Netzentgelte auf 0.7 ct/kWh.

2010 wurde die Auszahlung der vermiedener Netzentgelte auf 10 Jahre begrenzt, obwohl der Kostenvermeidungseffekt weitaus länger anhält. Die vermiedenen Netzentgelte machen dabei einen wesentlichen Anteil an der Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen aus und bis Ende 2020 wird jede vierte Biomethanbestandsanlage keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. [16]

6) *Fazit:* Das derzeitige Umfeld für die Biogasaufbereitung zu Biomethan bei Neu- und Bestandsanlagen kann insgesamt als eher unattraktiv eingestuft werden. Die Anreize durch die Kombination aus Höchstbemessungsleistung, Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie führen hin zu einer Flexibilisierung des Anlagenparks. Jedoch scheinen andere Flexibilisierungsoptionen derzeit günstiger.

Durch die Begrenzung der Förderdauer der vermiedenen Netzentgelte und den höheren Korrekturfaktor von Biomethan gegenüber Biogas, sinkt die Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen stark. Zusätzlich besteht für Strom aus Biomethan nur dann Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG, wenn dieser aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird und die erzeugte Wärme vollständig genutzt wird. Da hierfür große Wärmepufferspeicher nötig sind, steigen die Kapitalkosten deutlich. Schlussendlich fehlen außerdem klare politische Zielsetzungen im Bezug auf Biomethan. [7]

Für Anlagen die sich außerhalb des EEG befinden, besteht kein zusätzlicher Anreiz durch Subventionen zur Flexibilisierung. Dies bedeutet, dass sich die Flexibilisierung von Bestandsanlagen, die aus dem EEG gefallen sind, nur über den Einspeisepreis des produzierten Methans refinanzieren muss. Deshalb ist es besonders interessant zu betrachten, zu welchen Kosten eine Bestandsanlage für die Methaneinspeisung umgerüstet werden kann (s. Kap. V).

D. Stand der Marktintegration von Biogas und -methan

In diesem Abschnitt wird auf die heutige Rolle von Biogas und -methan in den Sektoren Stromerzeugung, Wärme und Kälte und Verkehr eingegangen. In Tabelle II findet sich eine Zusammenfassung der Marktanteile von Biogas und -methan nach den jeweiligen Sektoren.

Tabelle II
ERZEUGUNG BZW. ENDENERGIEVERBRAUCH AUS BIOGAS UND -METHAN
NACH SEKTOREN

Sektor	Biogas in TWh	Biomethan in TWh
Elektrische Energie ^a	29.2	2.7
Wärme und Kälte ^b	13.4	3.3
Verkehr ^b	–	6.6

^aErzeugung ^bEndenergieverbrauch

Quellen: [11]

1) *Stromerzeugung*: Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 244.3 TWh erneuerbarer Strom produziert, welches einem Anteil von 42.1 % am Bruttostromverbrauch von 579.8 TWh entspricht. Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergie stellt mit 50.4 TWh einen wesentlichen Anteil an dem produzierten erneuerbaren Strom dar (s. Abb. 3). [11]

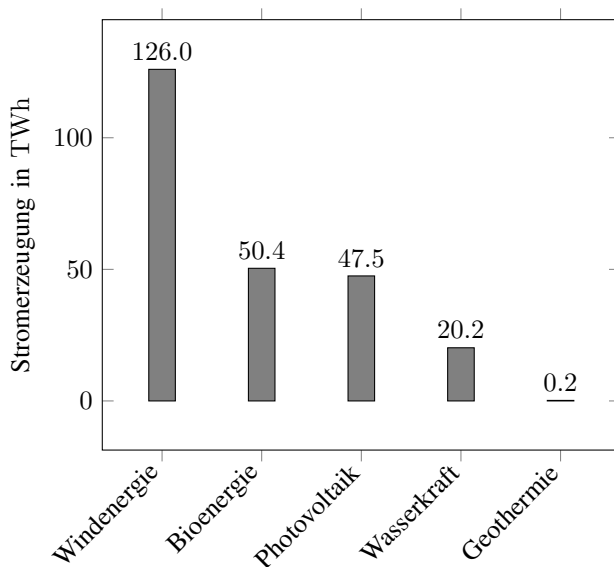


Abbildung 3. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [11]; Eigene Darstellung

Biogasanlagen produzieren mit 29.2 TWh den Großteil der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie, während Biomethan mit einer Erzeugung von 2.7 TWh eine untergeordnete Rolle spielt (s. Abb. 4). [11]

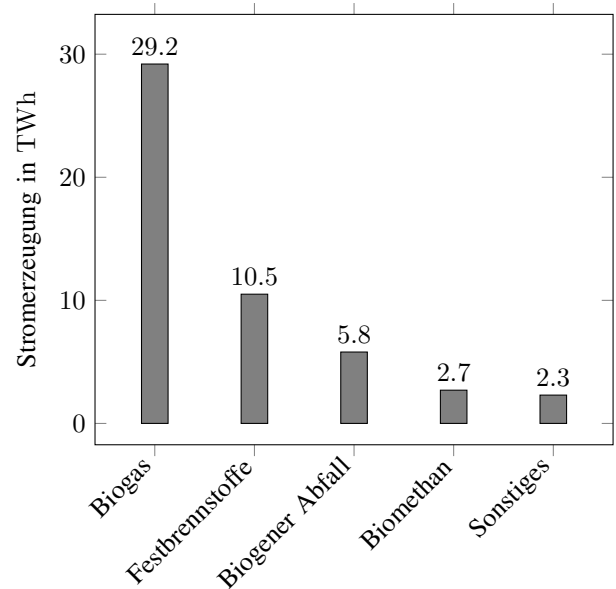


Abbildung 4. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [11]; Eigene Darstellung

Ende 2019 waren in Deutschland mehr als 9000 Biogas- und Biomethananlagen mit einer Kraftwerksleistung von 5.9 GW bzw. 0.6 GW am Netz (s. Abb. 5). Seit dem EEG 2012 geht der Zubau von Biogasanlagen deutlich langsamer voran als in den vorangegangenen Jahren. Stattdessen erfolgt aufgrund der Einführung der Flexibilitätsprämie in erster Linie eine Erweiterung bestehender Biogasanlagen, um Flexibilität bereitstellen zu können. [11] [14]

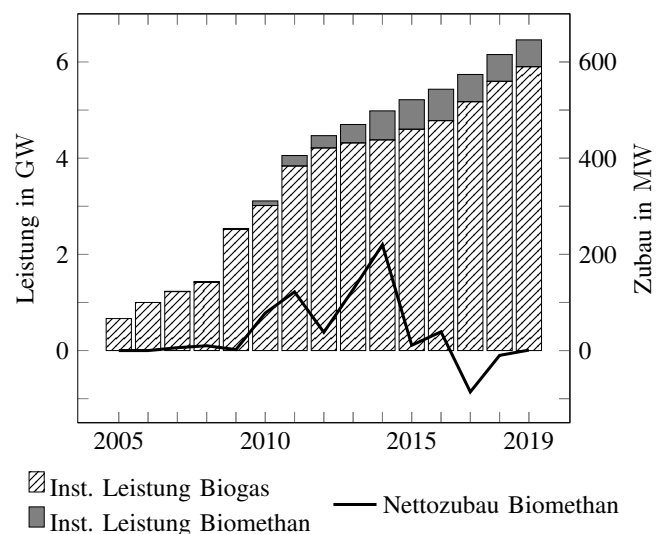


Abbildung 5. Installierte Leistung an Biogas- und Biomethankapazitäten und der Nettozubau von Biomethankapazität [11]; Eigene Darstellung

In den Jahren 2010 bis 2014 ist der stärkste Ausbau von

Biomethananlagen zu verzeichnen. Ab dem EEG 2014 (s. Kap. II-C) kommt es zu einem starken Einbruch in dem Zubau von Kraftwerksleistung und in den Jahren 2017 und 2018 ist dieser mit einem Rückbau von 86 MW bzw. 10 MW sogar negativ (s. Abb. 5). Es zeigt sich, dass die Anreize seit Neuauflage des EEG 2014 einem Ausbau der Biomethankapazitäten entgegenwirken. [11]

Insgesamt wird deutlich, dass ein Großteil der bestehenden Anlagenleistung an Biogasanlagen innerhalb des nächsten Jahrzehnts seine Förderung nach dem EEG verlieren wird. Es ist somit dringend geboten alternative Erlösströme zu finden, die über dem Niveau einer reinen Direktvermarktung an der Strombörse liegen, da das niedrige Preisniveau der Strommarkterlöse ansonsten zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Biogasanlagen führen würde. Deshalb soll diese Arbeit aufzeigen, ob die Biogasaufbereitung zu Biomethan eine solche Möglichkeit darstellen kann.

2) *Wärme und Kälte:* Der Endenergieverbrauch in dem Sektor Wärme und Kälte entsprach im Jahr 2019 13.4 TWh an Biogas und 3.3 TWh an Biomethan. Dies entspricht einem Anteil von 1.1 % bzw. 0.3 % an dem Gesamtendenergieverbrauch in der Erzeugung von Wärme und Kälte von 1216.7 TWh. Ein Großteil der erneuerbaren Wärmeerzeugung von insgesamt 152.0 TWh aus Bioenergie stammt hingegen aus Festbrennstoffen. [11]

Unter den richtigen Rahmenbedingungen kann der Einsatz von Biomethan im Sektor Wärme und Kälte in Zukunft zunehmen. Vor allem ist Biomethan gut geeignet, um eine stärkere Rolle in der Erbringung von industrieller Prozesswärme bei hohen Temperaturen und bei der Spitzenlastdeckung zu übernehmen. Insgesamt wird ein Einsatz von 18 TWh bis 35 TWh an Biomethan an der Wärme- und Kälteproduktion im Jahr 2050 prognostiziert, wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür geschaffen werden. [15]

3) *Verkehr:* Mit einem Endenergieverbrauch von 0.7 TWh an Biomethan und einer gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energie von 36.9 TWh im Verkehrssektor im Jahr 2019 ist der Anteil am Gesamtmarkt von 656.8 TWh sehr gering. [11]

Zukünftig kann Biomethan in flüssiger Form im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr eine bedeutendere Rolle übernehmen, da in diesem Bereich voraussichtlich Verbrennungsmotoren für lange Zeit die dominierende Antriebstechnologie bleiben werden. [15]

III. BIOMETHANPOTENTIAL

Das Biomethanpotential in Deutschland ist nur zu geringen Teilen erschlossen. Derzeit werden jährlich etwa 96 TWh_{H₂} bis 106 TWh_{H₂} Biogas in Deutschland erzeugt, wovon rund 9 TWh_{H₂} zu Biomethan aufbereitet werden. Es liegen verschiedene Studien vor, die das zukünftige Biomethanpotential in Deutschland abschätzen. In diesem Kapitel soll ein zusammenfassender Überblick über die wichtigsten Kennzahlen des Biomethanpotentials in Deutschland geschaffen werden.

So ist bereits das Potential für die Erzeugung von Biogas aus kommunalen und industriellen Abfällen und Reststoffen, tierischen Exkrementen, Energiepflanzen und Stroh ist bis heute bei weitem nicht ausgeschöpft. Beispielsweise wurden 2016 nur 89 000 t/a der 4 446 000 t/a angefallenen Bioabfällen energetisch verwertet. Weiterhin kann die Erzeugung durch Repowering und Effizienzsteigerungen von Bestandsanlagen weiter erhöht werden. Im Schnitt weisen alle betrachteten Studien ein Potential von etwa 100 TWh_{H₂} Biomethan bis zum Jahr 2030 aus. In Tab. III findet sich ein Überblick über die Ergebnisse der betrachteten Studien. [7] [15] [40]

Tabelle III
BIOMETHANPOTENTIAL IN DEUTSCHLAND

Quelle	Biomethanpotential in TWh
BDEW	100 ^a – 250 ^b
dena	90 – 118
Wuppertal Institut	78 – 105 ^a

^a2030 ^b2050

Quellen: [7] [15] [40]

IV. ÖKOLOGISCHE BILANZ

Der ökologische Fußabdruck von Biogas und -methan ist stark abhängig von den Prozessparametern und dem verwendeten Substrat. Bei einer Betrachtung der ökologischen Auswirkungen müssen neben den Treibhausgasemissionen weitere Aspekte beachtet werden. Daher sollen folgende Aspekte in diesem Kapitel kurz diskutiert und dargestellt werden:

- Treibhausgasemissionen
 - CO₂-Emissionen
 - CH₄-Emissionen
- Luftschadstoffe
- Lagerung und Behandlung des Gärguts
- Endnutzung des Gärguts
- Feinstaub-Emissionen

- Aufbereitung zu Biomethan

A. Treibhausgasemissionen

Bei dem Gärprozess von Biogas kommt es zur Produktion verschiedener Treibhausgase. Die wichtigsten Treibhausgase sind hierbei Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Methan (CH_4). Die Reduktion der Emissionen dieser Treibhausgase stellt eine der wichtigsten Aufgaben der Biogas- und Biomethanproduktion dar, damit fossile Energieträger effektiv ersetzt werden können. Die wesentlichsten Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sind eine Gasfackel um CH_4 -Emissionen zu vermeiden, ein dichter Tank, ein hoher Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks, eine konsequente Nutzung der Wärmeenergie und die Vermeidung von Leckagen. [31]

1) *Kohlenstoffdioxid-Emissionen:* CO_2 -Emissionen in der Biogas- bzw. Biomethankette entstehen in erster Linie während der Verbrennung des Gases im Blockheizkraftwerk. Bei einer Biogaszusammensetzung von etwa 65 % CH_4 und 35 % CO_2 belaufen sich die CO_2 -Emissionen der Verbrennung von Biogas auf etwa 301 g $\text{CO}_2\text{eq/kWh}$. Andere Emissionsquellen stellen vor allem der Transport, die Lagerung (s. Kap. IV-C) und die Endnutzung des Gärguts (s. Kap. IV-D) dar. [30] [31]

Demgegenüber steht, dass Biogas aus biogenen Stoffen gewonnen wird und somit das CO_2 zuvor gebunden wurde. Durch die Verdrängung von fossilen Brennstoffen, kann somit eine positive CO_2 -Bilanz erreicht werden. Dies ist jedoch stark davon abhängig, aus welchem Substrat das Biogas gewonnen wurde. Auf diesen Zusammenhang wird im Kap. IV-E vertieft eingegangen.

2) *Methan-Emissionen:* Mit einem Treibhauspotential, welches über einen Zeitraum von 100 Jahren dem 28 bis 36-fachen von CO_2 entspricht, stellt CH_4 den zweitgrößten Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt dar. Zu CH_4 -Emissionen kommt es durch unvollständige Verbrennung, Leckagen und diffuse Emissionen während der Lagerung und Behandlung (s. Kap. IV-C) und der Endnutzung des Gärguts (s. Kap. IV-D). [31]

B. Luftschadstoffe

Bei der Verbrennung von Biogas bzw. -methan, entstehen neben Treibhausgasen, auch Luftschadstoffe. Die wichtigsten Luftschadstoffe hierbei sind Kohlenstoffmonoxid (CO), Schwefeldioxid (SO_2), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (*non-methane volatile organic compounds* (NMVOC)) und Formaldehyd (CH_2O). In Tab. IV findet

sich eine Übersicht über übliche Emissionsgrade der direkten Verbrennung von Biogas.

Tabelle IV
EMISSIONSFAKTOREN VON BIOGASANLAGEN MIT DIREKTER
BIOGASVERBRENNUNG

Schadstoff	Emissionen in mg/kWh
CO	922 – 1116
SO_2	90
NO_x	727 – 1944
NMVOC	36 – 76
CH_2O	31 – 50

Quellen: [31]

Auch bei den Luftschadstoffen gibt es eine starke Abhängigkeit der Emissionsgrade von dem gewählten Substrat. Eine möglichst geringe Belastung mit Luftschadstoffen ist kritisch für die Akzeptanz in der Bevölkerung. [31]

C. Lagerung und Behandlung des Gärguts

Die richtige Lagerung und Behandlung des Gärguts stellt einen der wichtigsten Punkte zur Reduzierung der Treibhausgas- und Ammoniak-Emissionen dar. Ein gasdichter Tank ist Voraussetzung für eine möglichst ökologische Bereitstellung von Biogas bzw. -methan. [31]

D. Endnutzung des Gärrests

Der wichtigste ökologische Faktor der Endnutzung des Gärguts ist der Nitratreintrag in die Umwelt. Es muss zwingend darauf geachtet werden, dass ein angebrachtes Verteilungsmanagement des Gärrests zur Anwendung kommt, damit die Boden- und Wasserqualität nicht unnötig stark belastet wird.

Zusätzlich kann es durch die Ausbringung von unbehandeltem Gärresten zu starken Emissionen von Methan, Distickstoffmonoxid, Ammoniak, flüchtigen Kohlenwasserstoffe und anderen Chemikalien kommen. Durch geeignete Behandlungsmethoden kann dieses Potential an Treibhausgas- und anderen Emissionen deutlich gesenkt werden. [31]

E. Aufbereitung zu Biomethan

Da Biogas das Vorprodukt von Biomethan darstellt, sind alle zuvor beschriebenen ökologischen Auswirkungen ebenfalls Biomethan anzurechnen. Hiervon ausgenommen sind die verbrennungsabhängigen Emissionen des Biogases, welche für Biomethan aufgrund der Zusammensetzung mit denen von Erdgas vergleichbar sind.

Die Umweltverträglichkeit von Biomethan hängt maßgeblich von der CH₄-Leckagerate in der Prozesskette ab. So bietet Biomethan bei einer Leckagerate von 4 % bei der Betrachtung der Treibhausgasemissionen keine Vorteile mehr gegenüber der fossilen Erzeugung. 2011 wurde die Leckagerate einer Anlage zur Biomethanherstellung und -verbrennung der E.ON Ruhrgas AG mit einem Wert von 0.1 % bestimmt. Die Gesamtbilanz beläuft sich trotz der Nutzung von Energiepflanzen auf lediglich 44.6 g CO₂eq/kWh, welches einer Emissionsreduktion von 82 % gegenüber einer Erzeugung mit Erdgas entspricht. [1] [34]

Die Treibhausgasemissionen der Prozesskette hängen dabei stark von dem Ausgangssubstrat ab. So kann die Herstellung von Biomethan vor allem bei der Verwendung von Reststoffen eine negative und bei Energiepflanzen eher eine positive Treibhausgasbilanz aufweisen. So können die Treibhausgasemissionen je nach Ausgangssubstrat zwischen etwa –800 g CO₂eq/MJ bis 210 g CO₂eq/MJ schwanken. Die beste Treibhausgasbilanz weist hierbei Rindergülle auf, während Molke die schlechteste Bilanz aufweist. [36]

F. Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die ökologischen Auswirkungen der Biomethanbereitstellung von Anlage zu Anlage stark unterschiedlich sind. Unter den richtigen Rahmenbedingungen bietet Biomethan jedoch eine durchaus nachhaltige Alternative zu Erdgas.

Um eine Minimierung an Treibhausgasen, Luftschadstoffen und Nitratreintrag in die Umwelt zu erreichen, sollten den folgenden Eckpunkte besondere Beachtung geschenkt werden:

- Eine effiziente und möglichst vollständige Verbrennung
- Eine möglichst vollständige Nutzung der Wärme
- Die Vermeidung von Leckagen
- Eine geeignete Behandlung des Gärrests
- Der Wahl des Ausgangssubstrats

V. TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE

In diesem Kapitel werden die Verfahren zur Biogasaufbereitung und Methanisierung (s. Kap. II-A) näher auf ihre Effizienz und Kosten untersucht. Abschließend soll ermittelt werden, wie hoch der Preis für eine Kilowattstunde Biomethan aus Biogas ist. Danach soll außerdem bewertet werden, ob die Biomethanherstellung einen validen Flexibilisierungspfad für Bestandsanlagen darstellt.

A. Analyse der konventionellen Aufbereitungsverfahren

Zunächst werden die konventionellen Aufbereitungsverfahren untersucht. Da die Biogasaufbereitung in Biogasbestandsanlagen betrachtet wird, werden Gasreinigungsverfahren wie Entschwefelung vorausgesetzt und nicht weiter gewichtet.

1) *Druckwasserwäsche*: Die **Druckwasserwäsche (DWW)** ist derzeit das am meisten genutzte Biogasaufbereitungsverfahren. Da das Waschmittel Wasser ist, werden keine teuren oder umweltschädlichen Chemikalien benötigt. Das Produktgas erreicht eine CH₄ Reinheit von 95 % bis 99 %. Die Hauptvorteile dieser Technologie sind, dass sie ausgereift ist, das Anlagendesign recht einfach ist und sie sehr günstig ist. Der CH₄-Schlupf ist mit ungefähr 2 % akzeptabel. In einzelnen Anlagen ist ein Schlupf von 8 % bis 10 % aufgetreten, was auf ein schlecht optimiertes System zurückzuführen ist. Ein Nachteil ist, dass die Energieeffizienz, verglichen mit anderen Prozessen, mit 0.3 kWh/m³_{i,N}. Biogas recht gering ist. Dabei fällt ein Großteil des Energieverbrauchs bei der Gasverdichtung an. Je nach Quelle ist die **DWW** aber auch schon ab 0.2 kWh/m³_{i,N}. möglich. [5] [32]

Die Investitionskosten betragen 2500 €/m³_{i,N}./h bis 5500 €/m³_{i,N}./h für eine Anlagengröße von 100 m³_{i,N}./h bis 500 m³_{i,N}./h und 1800 €/m³_{i,N}./h bis 2000 €/m³_{i,N}./h für Anlagen größer als 1000 m³_{i,N}./h. Letztendlich liegen die Kosten für das produzierte Biomethan zwischen 0.13 €/m³_{i,N}. bis 0.16 €/m³_{i,N}. [5] [22] [35]

Wegen seiner niedrigen Kosten für die Gasaufbereitung wird die **DWW** als eine vielversprechende Technologie für die Methaneinspeisung einzelner Biogasanlagen eingeschätzt.

2) *Polyglykolwäsche*: Obwohl bei der Polyglykolwäsche weniger Lösungsmittel benötigt wird als bei der **DWW**, wird für die Regeneration mehr Energie benötigt, da das Waschmittel erhitzt werden muss. Der Strombedarf liegt bei 0.24 kWh/m³_{i,N}. bis 0.33 kWh/m³_{i,N}. Biogas. Zum Teil wird in der Literatur außerdem angegeben, dass zusätzlich eine Wärmezufuhr von 0.1 kWh/m³_{i,N}. bis 0.15 kWh/m³_{i,N}. Biogas notwendig ist. Andere Quellen geben an, dass die Wärmezufuhr aus der Schwachgasbehandlung für die Lösungsmittelregeneration ausreichend ist. [5]

Durch organische Wäsche wird dafür allerdings auch ein hoher Methangehalt von 96 % bis 98 % erreicht und die Methanverluste liegen in der Regel unter 2 %. Auch

bei Polyglykolwäsche sind die Investitionskosten stark abhängig von der Anlagengröße. Bei einem Rohgasstrom von weniger als $500 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ Biogas sind die Kosten mit $3000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ bis $4500 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ sehr hoch. Bei einer Anlage größer $1000 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ liegen die Kosten nur noch bei etwa $2000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$. Die Kosten für die Gasaufbereitung liegen umgerechnet bei $0.09 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.26 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$. [2]

Insgesamt ist für die Flexibilisierung von Biogasanlagen auf Grundlage Polyglykolwäsche mit Kosten von über $0.20 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ zu rechnen. Das organische Lösemittel Polyethylenglykol wird zudem als wassergefährdend eingestuft. Nach umweltfreundlichen Alternativen wird daher bereits gesucht. Derzeit werden dahingehend stark eutektischen Lösungsmitteln (DES) untersucht, die ähnliche Eigenschaften und Ergebnisse liefern sollen wie Polyglykol. Bis diese neuen Lösungsmittel in der Praxis eingesetzt werden können bedarf es allerdings noch längerer Forschung. [2] [35]

3) *Aminwäsche:* Mit Hilfe chemischer Wäsche wird eine noch höhere Methanreinheit von über 98 % erreicht, während nur 0.06 % des Methans verloren gehen. Ein großer Nachteil ist allerdings der Gesamtenergieaufwand, der bei etwa $0.62 \text{ kWh/m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.69 \text{ kWh/m}^3_{\text{i.N.}}$ liegt und die Betriebskosten stark prägt. Davon werden $0.55 \text{ kWh/m}^3_{\text{i.N.}}$ in Form von Wärme zur Regeneration des Waschmittels benötigt. Kleine Aminwäsche-Anlagen mit einer Rohgaskapazität von $500 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ kosten etwa $3000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ Biogas. Für große Anlagen mit einer Kapazität von $1800 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ liegen die Investitionskosten nur noch bei $1500 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$. Der Preis des resultierenden Biomethans ist recht hoch und wird, je nach Quelle, zwischen $0.17 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.35 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ angegeben. Zu beachten ist auch, dass das Abgas mit 99.99 % eine sehr hohe CO_2 Reinheit besitzt, sodass es geeignet dafür ist als Rohstoff verkauft zu werden. [5] [6] [18] [22] [32]

4) *Membrantrennverfahren:* Membrantrennverfahren können modular aufgebaut werden und sind deshalb skalierbar und können an die individuelle Anforderungen der Anlage angepasst werden. Beispielsweise ist es möglich verschiedene Membranen zu kombinieren, sodass auch andere Gasanteile neben CO_2 entfernt werden können. Um eine Methanreinheit von 95 % zu erreichen wird ein mindestens zweistufiger Prozess benötigt. Die aufzuwendende Energie ist mit $0.20 \text{ kWh/m}^3_{\text{i.N.}}$ Rohbiogas dennoch recht niedrig. Allerdings liegt der CH_4 -Gehalt im Abgas hier immer noch bei etwa 7.2 %, sodass zusätzliche Verfahrensschritte zu empfehlen sind, um die Verluste zu verringern. Nach vier Stufen liegt der Anteil im

Abgas nur noch bei etwa 0.8 % und es wird ein sehr hoher Methananteil von 99.5 % erreicht. Die Kosten für die Aufbereitung liegen dann bei ca. $0.15 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ Biomethan. Weitere Quellen nennen allerdings Preise von bis zu $0.27 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$. Die Membranverfahren sind kommerziell verfügbar, allerdings sind die Investitionskosten stark abhängig von der geplanten Größe der Anlage. Kleine Anlagen, unter $200 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$, kosten $2500 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ bis $6000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ [6]. Dagegen müssen ab einer Größe von $1000 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ nur noch ca. $2000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ investiert werden. Zu beachten ist außerdem, dass die Membranen nach 5 bis 10 Jahren ausgetauscht werden müssen. [5] [6] [22] [27]

5) *Druckwechseladsorption:* Bei der **PSA** hat das Produktgas einen CH_4 -Anteil von 96 % bis 99 %. Der Methanverlust im Abgas beträgt zwischen 1 % bis 3 %. Energie wird in erster Linie zum Aufbauen des Betriebsdrucks benötigt. Der nötige Energieaufwand liegt bei etwa $0.15 \text{ kWh m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.35 \text{ kWh m}^3_{\text{i.N.}}$. Das Verfahren ist also durchaus konkurrenzfähig mit der **DWW**. Dagegen sind die Kapitalkosten für kleine Anlagen recht hoch, da das Anlagensystem recht komplex ist. Sie betragen etwa $2800 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ Biomethan bei einem Biogasstrom von $600 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ und $2000 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ bei $1000 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$. Die Kosten für die Aufbereitung liegen somit $0.25 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.31 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$, ebenfalls in einem hohem Bereich. Hingegen spricht für den Prozess, dass keine Chemikalien benötigt werden. [3] [6] [17] [18] [22] [32]

6) *Kryogene Trennverfahren:* Die kryogenen Trennprozesse sind noch recht neu. Mit Hilfe dieser Technologie, können sehr hohe Methanreinheiten von 97 % bis 99 % erzielt werden. Der Methanschluß liegt zudem unter 2 %. Konsistente Angaben zum benötigten Energieaufwand existieren bisher nicht. Die Angabe unterscheiden sich zum Teil beträchtlich und liegen zwischen $0.18 \text{ kWh m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $1 \text{ kWh m}^3_{\text{i.N.}}$. Trotzdem ist der Konsens, dass sie aufgrund der starken Kühlung des Gases höher als bei den übrigen konventionellen Technologien liegen. Die Kosten für die Gasaufbereitung sind deswegen mit $0.44 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ bis $0.55 \text{ €/m}^3_{\text{i.N.}}$ dementsprechend hoch. Hier ist anzumerken, dass sich der Preis auf den Prozess mit dem geringeren Energieaufwand bezieht. Unter Umständen liegt der reale Preis je nach Anlagenoptimierung etwas höher. Vorteile des Prozesses sind, dass keine Chemikalien verwendet werden und reines CO_2 als Nebenprodukt entsteht. Trotzdem wird die Technologie bisher nur bei wenigen Anlagen eingesetzt, da die Technik eine Vielzahl von Betriebsmitteln benötigt und energie-

eintensiv ist. Die Investitionskosten für kleine Anlagen liegen etwa bei $5600 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$. Der Einsatz kryogener Verfahren in bestehenden Biogasanlagen ist demnach wegen der hohen Investitions- und Betriebskosten nicht anzuraten. [3] [5] [22]

7) *Hybridverfahren*: Mit der Kombination verschiedener Verfahren können deren Vor- und Nachteile teilweise ausgeglichen werden. Beispielsweise wird bereits in industriellem Maßstab ein Hybridverfahren aus Membranverfahren und kryogener Gasaufbereitung angewandt. An erster Stelle steht hierbei eine Membrantrennung. Das übrige im Abgas enthaltene CO_2 wird anschließend durch kryogene Trennung abgeschieden. So soll eine hohe Methanreinheit erreicht werden ohne den für die Tieftemperaturkühlung üblichen hohen Energieaufwand. Allerdings liegt der Energieaufwand $0.35 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$ bis $0.37 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$. Biogas immer noch recht hoch. [17]

8) *Fazit*: Es stellt sich heraus, dass die **DWW**, zumindest für einzelne Biogasanlagen, das geeignetste Aufbereitungsverfahren ist. Sie liefert eine hohe Produktgasqualität und ist sowohl im Betrieb als auch in der Anschaffung preiswert. Zudem ist sie ökologisch unbedenklich.

In Tab. V sind die Kennzahlen der einzelnen Technologien noch einmal zusammenfassend dargestellt. Die Biogasaufbereitung kostet demnach mit **DWW** $0.13 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$ bis $0.16 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$. Methan, also 1.2 ct/kWh bis 1.5 ct/kWh ausgehend von einem Brennwert von $11.03 \text{ kWh/m}_{\text{i.N.}}^3$. Das Ergebnis deckt sich mit den Angaben mehrerer Firmen, deren Kosten je nach Verfahren und Anlagengröße bei 0.7 ct/kWh bis 2.5 ct/kWh liegen. Die Biogasbereitstellungskosten sind abhängig von der Art des Substrats sowie der Anlagengröße. Dabei liegen sie bei 5.0 ct/kWh bis 6.5 ct/kWh . Nach diesen Annahmen ergeben sich für Biomethan also Kosten von ungefähr 6.2 ct/kWh bis 8.0 ct/kWh . Biomethan aus Abfallverwertung ist dabei mit durchschnittlich 5.88 ct/kWh am günstigsten während Biomethan aus Gülle mit im Schnitt 7.78 ct/kWh am teuersten ist. Der Preis für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen liegt mit durchschnittlich 7.06 ct/kWh dazwischen. [2] [26] [38]

B. Verarbeitung des Kohlenstoffdioxidanteils

Im vorherigen Abschnitt ist das CO_2 nach der Abscheidung nicht weiter betrachtet worden. Anstatt es als Abgas in die Atmosphäre zu leiten kann es aber auch in **PtG**-Prozessen weiterverwendet werden. Werden die nötigen Anforderungen an die Reinheit erfüllt, besteht die Möglichkeit es zu vermarkten. Zwar ist diese Option derzeit noch nicht relevant, sie kann

sich aber mit steigenden **PtG** Kapazitäten als gutes Mittel zur Steigerung der eigenen Wirtschaftlichkeit erweisen. [13]

Um die Produktion einer Anlage zu erhöhen kann das abgeschiedene CO_2 außerdem genutzt werden, um Methan herzustellen, wie in Kap. II-B dargestellt. Die dafür geeigneten Technologien sind der Sabatier-Prozess und die biologische Methanisierung, wobei dafür zusätzliches H_2 als Rohstoff benötigt wird. Die In-situ-Verfahren und die direkte Methanisierung werden nicht weiter untersucht, da sie sich noch in der Entwicklungsphase befinden und weiterer Optimierung bedürfen. Das Kapital, welches für die Anschaffung eines Elektrolyseurs und für die Prozesse der separaten Methanisierung benötigt wird, ist nicht unerheblich. Die Investitionskosten für Elektrolyseure liegen derzeit bei 500 €/kW bis 1500 €/kW für alkalische und 800 €/kW bis 1800 €/kW für PEM-Elektrolyseure. Auch bei der Verarbeitung des Kohlenstoffdioxidanteils sind die Kosten stark abhängig von der Größe der Anlage. Hinzu kommen Stromkosten für die Elektrolyse, dessen Wirkungsgrad nur bei ungefähr 80% liegt. Außerdem müssen die Kosten für die Methanisierungsanlage an sich mit einbezogen werden. Für katalytische Methanisierung ist 2020 mit 400 €/kW bis 1250 €/kW zu rechnen. Für biologische Methanisierung sind Investitionskosten von 300 €/kW bis 1250 €/kW nötig. Am Beispiel der biologischen Methanisierung ergibt sich ein Preis für Methan von 17 ct/kWh bis 29 ct/kWh inklusive der Elektrolysekosten. Umgerechnet sind das etwa $1.90 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$ bis $3.20 \text{ €/m}_{\text{i.N.}}^3$. Das ist zehnmal so viel, wie das Biomethan aus der Aufbereitung kosten würde. Ein möglicher Ansatz die Kosten zu reduzieren ist es überschüssigen Strom aus **fEEs** für die Elektrolyse zu verwenden und damit zum einen Regelleistung zu erbringen und zum anderen überschüssige Energie in Form von Methan zu speichern, wie es die Electrochaea in Dänemark bereits tut. Zum derzeitigen Stand und für einzelne Biogasanlagen stellt die Methanisierung des abgeschiedenen CO_2 allerdings keine Option dar. [19] [24] [39]

C. Ausblick

Biomethan besitzt große energiesystemtechnische Vorteile, da es flexibel einsetzbar ist und eine regenerative Alternative zu fossilen Kraftstoffen darstellt. Die Kosten für das Gas liegen bei etwa 6.2 ct/kWh bis 8.0 ct/kWh , von denen 1.2 ct/kWh bis 1.5 ct/kWh für die Biogasaufbereitung anfallen. Jedoch fallen für die Aufbereitungssysteme hohe Investitionskosten an, welche insbesondere hoch sind für kleine

Tabelle V
ÜBERSICHT ÜBER DIE KONVENTIONELLEN BIOGASAUFBEREITUNGSVERFAHREN

	DWW	Org. Wäsche	Aminwäsche	Membranv.	PSA	Kryogene V.
CH ₄ -Reinheit in %	95 – 99	96 – 98.5	>98	>80	96 – 99	97 – 99
CH ₄ -Verlust in %	1 – 3	1 – 4	<0.1	<20	<3	<2
Energieaufwand in kWh/m ³ _{i.N.}	0.2 – 0.3	0.23 – 0.48	0.46 – 0.97	0.12 – 0.35	0.15 – 0.35	0.18 – 1
Investitionskosten in €/m ³ _{i.N.} /h für 450 m ³ _{i.N.} /h	2500	3000 – 4500	3300	2500 – 3500	2800	5600
Investitionskosten in €/m ³ _{i.N.} /h für 1000 m ³ _{i.N.} /h	1800	2000	2300	2000	2000	k.A.
Aufbereitungskosten in €/m ³ _{i.N.} /h	0.13 – 0.16	0.09 – 0.26 ^a	0.17 – 0.35	0.11 – 0.27	0.25 – 0.31	0.44 – 0.55

^aumgerechneter Preis pro kWh Methan

Quellen: [2] [3] [5] [6] [17] [18] [22] [27] [32] [35]

Anlagen. Es ist von daher wichtig, den Anlagenbetreibern einen stabilen Cashflow zu garantieren, um die Finanzierungskosten möglichst gering zu halten. Für eine Vielzahl von bestehenden Biomethananlagen sind die vermiedenen Netzkosten (s. Kap. II-C5) derzeit noch die Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb. Diese sind inzwischen auf zehn Jahre begrenzt, sodass der Planungshorizont begrenzt ist und somit hohe Finanzierungskosten anfallen. Biomethan wird nach Einschätzung der dena aber, ohne Anpassung von rechtlichen Rahmenbedingungen, durch den hohen Konkurrenzdruck durch fossiles Erdgas wirtschaftlich eher noch weiter an Attraktivität verlieren. [16]

Nach derzeitigem Stand stehen also hohe Investitionskosten verbunden mit unsicheren Ertragsmöglichkeiten der Flexibilisierung von Biogasanlagen durch Methanisierung entgegen. Prinzipiell ist zu sagen, dass größere Biogasanlagen mit hohen Produktgasströmen eher für Gasaufbereitung geeignet sind als kleine Anlagen, da die Kosten stark abhängig von der Anlagengröße sind. Rein technisch besteht eine Vielzahl von ausgereiften, kommerziell bereits genutzten Verfahren. Insbesondere die DWW stellt dabei eine preiswerte, einfache Aufbereitungstechnologie dar. Die zusätzliche Methanisierung des abgetrennten CO₂ ist bisher ökonomisch nicht zu empfehlen, da hier für geringe Kapazitäten recht hohe, zusätzliche

Investitionen getätigt werden müssen.

Sobald Bestandsanlagen ihre Förderung durch das EEG verlieren sind die meisten Biogasanlagen nicht mehr wirtschaftlich und werden voraussichtlich zurückgebaut. Um die Flexibilisierung als Biomethananlage attraktiver zu gestalten und den CO₂-Ausstoß mithilfe erneuerbarer Energieträger zu reduzieren, sind deshalb dringend weitere Förderungen und die Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen nötig. Eine Möglichkeit die Wirtschaftlichkeit zu verbessern, wäre beispielsweise die Verbesserung des Status von Biomethan, gerade im Vergleich zu fossilem Erdgas. Außerdem würden gesetzliche Anreize für den Zusammenschluss mehrerer kleiner Biogasanlagen zum Bau zentraler Aufbereitungsanlagen helfen das Risiko für große Investitionen zu verringern. [13]

VI. SCHLUSSBETRACHTUNG

In Deutschland besteht ein großes Potential zur Erzeugung von Biomethan. Werden die richtigen regulatorischen Rahmenbedingungen gesetzt, ist eine jährliche Erzeugung von ca. 100 TWh an Biomethan realistisch. Doch derzeit besteht aus rechtlicher Sicht ein eher unattraktives Umfeld für die Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen durch die Herstellung von Biomethan. Insgesamt wurden durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zwar Anreize für

eine Flexibilisierung des Anlagenparks geschaffen, jedoch sind aufgrund der Rahmenbedingungen alternative Flexibilisierungsoptionen attraktiver. Dies wird ausgelöst, durch die Begrenzung der Förderdauer der vermiedenen Netzentgelte auf zehn Jahre nach der Gasnetzentgeltverordnung, und dem höheren Korrekturfaktor von Biomethan gegenüber Biogas im EEG. Für Anlagen, die aus dem EEG fallen, wurde bisher auf regulatorischer Ebene kein Anreiz zur Flexibilisierung geschaffen.

Der erste Schritt zur Herstellung von Biomethan aus Biogas ist die Abtrennung des enthaltenen Kohlenstoffdioxids. Dabei ist es das Hauptziel eine Methanreinheit von mindestens 95 % zu erreichen, damit das Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden darf. Aktuell gibt es sechs verschiedene Verfahren die dafür in Deutschland eingesetzt werden, die Druckwasserwäsche (DWW), Aminwäsche, organische Wäsche, Druckwechselsorption PSA, das Membran- und kryogene Trennverfahren. Derzeit stellt die DWW für Biogasbestandsanlagen das am Besten geeignete Biogasaufbereitungsverfahren dar. Es ist vergleichsweise preiswert in seiner Anschaffung, gerade auch für kleine Biogasströme, und mit Aufbereitungskosten von 1.2 ct/kWh bis 1.5 ct/kWh bezogen auf den Brennwert von Methan recht günstig im Betrieb. Außerdem ist Wasser als Lösungsmittel kostengünstig und ökologisch unbedenklich.

Der Preis für Biomethan beläuft sich insgesamt auf ca. 6.2 ct/kWh bis 8.0 ct/kWh. Eine Umstellung von reinen Biogasanlagen zu Biomethaneinspeisung ist verbunden mit hohen Investitionskosten und einem vergleichsweise unsicheren Absatzmarkt. Anlagen mit hohen Biogasströmen sind dabei bevorzugt, da die spezifischen Kosten mit steigender Kapazität deutlich fallen. In bestimmten Fällen ist ein wirtschaftlicher Betrieb durch Förderungen und die zehnjährige Zahlung vermiedener Netzentgelte derzeit dennoch möglich. Um ein langfristig wirtschaftliches Geschäftsmodell zu etablieren, ist es dringend notwendig, dass weitere Anreize und rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die den Stand von Biomethan, insbesondere im Vergleich zu fossilem Erdgas, verbessern.

Für das abgeschiedene Kohlenstoffdioxid besteht bisher kein relevanter Absatzmarkt. Nach der Gasaufbereitung kann das abgeschiedene Kohlenstoffdioxid zusammen mit Wasserstoff zu Methan synthetisiert werden. Abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Power to Gas (PtG)-Technologien, kann hieraus allerdings eine Vermarktungsoption entstehen. Zum

gegenwärtigen Zeitpunkt ist dies aus ökonomischer Sicht nicht darstellbar, da die nötigen Investitionskosten, nicht nur für die Methanisierungsanlage sondern auch für den Elektrolyseur, sehr hoch sind im Vergleich zum Nutzen der daraus gezogen werden kann.

Aus ökologischer Sicht wäre die Nutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids ein großer Erfolg. Doch auch ohne die Nutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids, können Biomethananlagen eine durchaus positive Treibhausgasbilanz aufweisen. Hierfür ist eine möglichst hohe Effizienz der Anlage, die Vermeidung von Leckagen und die Wahl des Ausgangssubstrat entscheidend.

LITERATUR

- [1] Marius Adelt, Dieter Wolf und Alexander Vogel. „LCA of biomethane“. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* (10. Aug. 2011). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2011.07.003>.
- [2] Philipp Adler u. a. *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*. Hrsg. von FNR. 2014. URL: https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [3] Amir Izzuddin Adnan u. a. „Technologies for Biogas Upgrading to Biomethane: A Review“. In: *MDPI bioengineering* (2. Okt. 2019). URL: <https://www.mdpi.com/2306-5354/6/4/92/htm> (besucht am 20.06.2020).
- [4] AUDI AG. *Audi e-gas*. 2013. URL: <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas> (besucht am 26.06.2020).
- [5] Jonathan Empompo Bambokela, Edison Muzenda und Mohamed Belaid. „Prospective Synergy of Biogas Upgrading Technologies with Carbon Capture and Sequestration (CCS) Techniques“. In: *International Conference on Industrial Engineering and Operations Management* (2018). DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28036-8>.
- [6] Fredric Bauer u. a. *Biogas upgrading - Review of commercial technologies*. Hrsg. von SGC Rapport. Lund University. 2013. URL: <https://portal.research.lu.se/ws/files/5465492/4580054.pdf> (besucht am 24.06.2020).
- [7] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan. Status Quo, Fakten und Entwicklung*. 26. Apr. 2019. URL: <https://www.bdew.de/media/>

- documents / Awh _ 20190426 _ Gas - kann - gruen - Potentiale-Biogas.pdf (besucht am 07.06.2020).
- [8] Fachverband BIogas. *Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019*. Hrsg. von Fachverband BIogas. 2019. URL: https://www.biogas.org/edcom/webfbv.nsf/id/de_branchenzahlen (besucht am 27.06.2020).
- [9] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*. 1. Aug. 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 01.06.2020).
- [10] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. 21. Juli 2014. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. AGEE-Stat. März 2020. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (besucht am 24.05.2020).
- [12] Jacqueline Daniel-Gromke u. a. *Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. 15. Dez. 2017. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [13] Jacqueline Daniel-Gromke u. a. *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht*. Hrsg. von Umwelt Bundesamt. 2019. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf (besucht am 28.06.2020).
- [14] Jaqueline Daniel-Gromke u. a. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht*. Hrsg. von DBFZ. 8. Nov. 2019. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [15] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050*. dena-ANALYSE. Okt. 2017. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9218_Analyse_Rolle_Beitrags_Biomethan_Klimaschutz_2050.pdf (besucht am 30.05.2020).
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen*. dena-KURZANALYSE. Juli 2018. URL: https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf (besucht am 07.06.2020).
- [17] Deutsche Energie-Agentur GmbH dena. *biogaspartner - gemeinsam einspeisen*. 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.pdf (besucht am 28.06.2020).
- [18] Elisa Dunkelberg u. a. „Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen“. In: *Institut für ökologische Wirtschaftsforschung* (2015). URL: https://www.ioew.de/fileadmin/_migrated/tx_ukioewdb/IOEW_SR_207_Biomethan_im_Energiesystem.pdf (besucht am 30.06.2020).
- [19] Electrochaea GmbH. *Electrochaea Website*. 2020. URL: <http://www.electrochaea.com/> (besucht am 28.06.2020).
- [20] Electrochaea GmbH. *Power-to-Gas-Technologie:: Weltweit größte biologische Power-to-Gas-Anlage speist Biomethan in dänisches Erdgasnetz ein*. 10. Okt. 2019. URL: http://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2019/10/20191010_PM_Power-to-Gas-ELECTROCHAEA_speist_Biomethan_in-DK-Netz.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [21] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. *Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Nov. 2013. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [22] Rimika Kapoor u. a. *Evaluation of biogas upgrading technologies and future perspectives: a review*. 15. März 2019. URL: <https://link.springer.com/content/pdf/>

- 10.1007/s11356-019-04767-1.pdf (besucht am 23.06.2020).
- [23] Kompost & Biogas Verband. *Gasaufbereitung*. URL: <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/gasaufbereitung/> (besucht am 22.06.2020).
- [24] Jörg Kretschmar. *Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF Energiewende*. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH. 2017. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060_Power-to-gas.pdf (besucht am 26.06.2020).
- [25] Helmuth Loibl. *Anlagenbegriff und Höchstbemessungsleistung bei Biogasanlagen nach dem EEG 2014*. März 2014. URL: https://www.paluka.de/fileadmin/paluka/pdf/Presseberichte/ree_03_2014.pdf (besucht am 05.06.2020).
- [26] Boris Meier. *Heiz- und Brennwerte*. Hochschule für Technik Rapperswil. 2014. URL: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/10_Heiz-_und_Brennwerte.pdf (besucht am 29.06.2020).
- [27] Martin Miltner, Aleksander Makaruk und Michael Harsek. „Selected Methods of Advanced Biogas Upgrading“. In: *AIDIC* (2016). URL: https://www.researchgate.net/publication/310423146_Selected_Methods_of_Advanced_Biogas_Upgrading (besucht am 28.06.2020).
- [28] Next Kraftwerke GmbH. *Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung> (besucht am 07.06.2020).
- [29] Next Kraftwerke GmbH. *Was ist die Flexibilitätsprämie?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie> (besucht am 07.06.2020).
- [30] Malene Nielsen, Ole-Kenneth Nielsen und Marlene Plejdrup. *Danish Emission Inventories for Stationary Combustion Plants. Inventories until 2011*. Juni 2014. URL: <https://dce2.au.dk/pub/SR102.pdf> (besucht am 27.06.2020).
- [31] Valerio Paolini u. a. „Environmental impact of biogas: A short review of current knowledge“. In: *Journal of Environmental Science and Health* (13. Apr. 2018). DOI: <https://doi.org/10.1080/10934529.2018.1459076>.
- [32] Collet Pierre u. a. „Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology“. In: *archives-ouvertes.fr* (9. Mai 2017). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.181>.
- [33] Saija Rasi. *Biogas Composition and Upgrading to Biomethane*. University of Jyväskylä. 2009. URL: <https://jyx.jyu.fi/bitstream/handle/123456789/20353/9789513936181.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (besucht am 23.06.2020).
- [34] Marco Ravina und Giuseppe Genon. „Global and local emissions of a biogas plant considering the production of biomethane as an alternative end-use solution“. In: *Journal of Cleaner Production* (16. Apr. 2015). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.04.056>.
- [35] Martin Struk, Ivan Kushkevych und Monika Vitezova. *Biogas upgrading methods: recent advancements and emerging technologies*. 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/342118265_Biogas_upgrading_methods_recent_advancements_and_emerging_technologies (besucht am 28.06.2020).
- [36] Davide Tonini u. a. „GHG emission factors for bio-electricity, biomethane, and bioethanol quantified for 24 biomass substrates with consequential life-cycle assessment“. In: *Bioresource Technology* (16. Feb. 2016). DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2016.02.052>.
- [37] M. A. Voelklein, Davis Rusmanis und J. D. Murphy. „Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion“. In: *Applied Energy* (2019). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.006>.
- [38] Klaus Völler und Toni Reinholz. *Branchenbarometer Biomethan 2019*. Hrsg. von dena Deutsche Energie-Agentur. 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_B Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf (besucht am 26.06.2020).
- [39] Susan Wilms u. a. *Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels*. Hrsg. von dena Deutsche Energie-Agentur. 2018. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf.
- [40] Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW*. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Wuppertal Institut). Jan. 2006. URL: <https://epub.wupperinst.org/>

[frontdoor/deliver/index/docId/2274/file/2274_Nutzung_Biomasse.pdf](#) (besucht am 21.06.2020).

- [41] Zukunft Erdgas e.V. *Erdgas-Umstellung: H-Gas für alle*. 30. Juni 2020. URL: <https://www.erdgas.info/energie/erdgas/erdgas-umstellung-h-gas/>.