

FLEXIBILISIERUNG VON BIOGASANLAGEN ZUR BESTANDSSICHERUNG

Flexibilisierung durch Biomethaneinspeisung in das Gasnetz

Berlin, 26.06.2020

Studiengang:

Regenerative Energien (M)

Fachbereich:

Ingenieurwissenschaften – Energie und Information

Autoren:

Kilian Helfenbein (554994)

Michaela Zoll (xxxxxx)

Betreuer:

Prof. Dr.-Ing. Mirko Barz

INHALTSVERZEICHNIS		DWW	Druckwasserwäsche
		EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Abbildungsverzeichnis	1	fEE	Fluktuierende erneuerbare Energien
Tabellenverzeichnis	1	GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
Akronyme	1	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
		LNG	Liquified Natural Gas
I Einleitung	2	PSA	Druckwechseladsorption, engl. Pressure Swing Adsorption
II Aktueller Stand	2		
II-A Stand der Technik	2		
II-A1 Absorptionsverfahren	2		
II-A2 Membranverfahren	3		
II-A3 Druckwechseladsorption	3		
II-A4 Kryogene Verfahren	4		
II-B Stand der Forschung und Entwicklung	4		
II-B1 Sabatier-Prozess	4		
II-B2 Biochemische Methanisierung	4		
II-C Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen	5		
II-C1 Höchstbemessungsleistung	5		
II-C2 Direktvermarktung	5		
II-C3 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen	5		
II-C4 Vermiedene Netzentgelte	6		
II-C5 Zusammenfassung	6		
II-D Stand der Marktintegration von Biogas und -methan	6		
II-D1 Stromerzeugung	6		
II-D2 Wärme und Kälte	7		
II-D3 Verkehr	8		
III Biomethanpotential	8		
ABBILDUNGSVERZEICHNIS			
1 Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [6]; <i>Eigene Darstellung</i>	7		
2 Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [6]; <i>Eigene Darstellung</i>	7		
3 Installierte Leistung an Biogas- und Biomethankapazitäten und der Nettozubau von Biomethankapazität [6]; <i>Eigene Darstellung</i>	7		
TABELLENVERZEICHNIS			
I Anforderungen an Gas aus regenerativen Quellen [1][12]	2		
II Erzeugung bzw. Endenergieverbrauch aus Biogas und -methan nach Sektoren [6]	6		
III Biomethanpotential in Deutschland [3][8][17]	8		
AKRONYME			
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs		

I. EINLEITUNG

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. [10]

Die Umstellung der Fahrweise von Biogasanlagen, 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 **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 (§33i)** die Flexibilitätsprämie eingeführt. Anschließend wurde mit dem **EEG 2014 (§53)** das Anreizprogramm durch die Einführung des Flexibilitätszuschlages auf Neuanlagen ausgeweitet und mit dem **EEG 2017** auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. [7]

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

Das unverarbeitete Rohbiogas ist ein Gasgemisch. Seine Hauptbestandteile sind Methan mit 50 % bis 75 %, Kohlenstoffdioxid mit 20 % bis 50 % und Wasserdampf mit 1 % bis 5 %. Weitere mögliche Bestandteile sind Schwefelwasserstoff, Ammoniak, Stickstoff und Siloxane. Die genaue Zusammensetzung des Biogas ist in erster Linie abhängig von der zur Produktion verwendeten Biomasse [16]. Sie bestimmt damit außerdem welche Gasreinigungs- und Aufbereitungsverfahren durchgeführt werden müssen, damit es als Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden darf. 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 **Deutscher Verein**

des **Gas- und Wasserfachss (DVGWs)**, sind in **I** zusammengefasst. Die geringen Anteile von Siloxanen und Ammoniak im Biogas werden oft durch andere Gasreinigungsverfahren entfernt, sodass eine separate Gasreinigung meist nicht nötig ist. [1][12]

Tabelle I
ANFORDERUNGEN AN GAS AUS REGENERATIVEN QUELLEN [1][12]

Komponente	zul. Anteil	Wirkung
CH ₄	L-Gasnetze: ≥90 mol % H-Gasnetze: ≥95 mol %	brennbare Gaskomponente
CO ₂	L-Gasnetze: ≤10 mol % H-Gasnetze: ≤5 mol %	vermindert Brennwert
H	bis Netzdruck 10 bar: ≤200 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$ Netzdruck größer 10 bar: ≤50 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$	Korrosion, Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate
H ₂ S	≤5 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$	Korrosion
NH ₃	k.A.	verringert Zündverhalten

DBFZ Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: Ende 2016: 8700 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb. Davon 8500 mit Vor-Ort-Verstromung. Ende 2016: 196 Biogasaufbereitungsanlagen zur Bereitstellung von Methan in Betrieb mit Einspeisekapazität von 120 000 m³ [Grom17]

Im Folgenden werden die konventionellen Gasaufbereitungsverfahren vorgestellt. Ihr Zweck ist es den Methananteil im Biogas zu erhöhen, indem in erster Linie CO₂ abgeschieden wird.

1) **Absorptionsverfahren:** Kurzer Einleitungssatz noch - Bei physikalischer Absorption werden unerwünschte Bestandteile eines Gasstroms in einem Flüssigkeitsstrom gelöst. Der Konzentrationsunterschied des gelösten Gases im Lösungsmittel und der Gasphase ist dabei die treibende Kraft für den Stoffübergang. Wenn die abgeschiedenen Gasbestandteile dabei mit dem Lösungsmittel reagieren, spricht man von chemischer Absorption. [16]

Das weltweit verbreitetste Verfahren ist die **Druckwasserwäsche (DWW)** mit einem Anteil von 41 %. Sie basiert auf der

physikalischen Absorption von Gasen Wasser. Das Verfahren nutzt dabei aus, dass die Löslichkeit von Methan bei 25 °C 26 mal schlechter als von Kohlenstoffdioxid. Das Rohbiogas wird unter hohem Druck von 8 bar bis 10 bar in die flüssige Phase des Absorbers geleitet, wo CO₂ absorbiert wird. Das Lösungsmittel wird anschließend mit Luft in einen Desorber geleitet, wo sich das CO₂ vom Wasser löst. Das Wasser wird anschließend wieder dem Absorber zugeführt. Das Schwachgas, das kleine Mengen von CH₄ enthält muss nachbehandelt werden bevor es in die Atmosphäre geleitet wird. Die Löslichkeit von Schwefelwasserstoff H₂S in Wasser ist sogar noch besser, sodass diese Bestandteile ebenfalls aus dem Biogas entfernt werden können. Da H₂S allerdings umweltschädlich und deshalb nicht in die Atmosphäre geleitet wird, sollte das Biogas vor der **DWW** entschwefelt werden. Wird das beachtet ist der Prozess einer der einfachsten Wege Biogas umweltfreundlich und kostengünstig aufzuwerten. [11] [2]

Neben der **DWW** werden auch ähnliche Waschverfahren mit organischen Lösungsmitteln verwendet. Wie bei der **DWW** gibt es eine Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck und eine Regenerationsstufe. Die Polyethylenglykol-Dimethylether Waschmittel, bekannt unter den Handelsnamen Genosorb[®] oder Selexol[®], weisen eine deutlich höhere CO₂-Löslichkeit als Wasser auf. So sind kleinere Waschmittelmengen und Absorberabmessungen möglich. Allerdings ist der Regenerationsaufwand der organischen Mittel höher, da sie neben entspannt auch erhitzt werden müssen. In der Regel genügt die Wärmezufuhr aus der Schwachgasbehandlung, sodass kein zusätzlicher Energieaufwand nötig ist. H₂S Absorption ist auch hier technisch möglich, aber nicht sinnvoll wegen derselben Gründe. [1]

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. Damit die Reaktion nicht in einen Gleichgewichtszustand gerät, besteht ein deutlicher Überfluss an Aminlösung. Die Absorption findet bei einem Druck von 1 bar bis 2 bar statt und das meist verwendete Amin ist Methyldiethanolamin (MDEA). Die Regeneration des Lösungsmittels findet in einer Stripkolonne statt. Dazu wird es auf 120 °C bis 160 °C aufgeheizt, um die nötige Reaktionswärme aufzubringen. Das gelöste CO₂ wird in einem Kondensator abgekühlt und in die Atmosphäre geleitet. Wie auch bei den anderen Wäscheverfahren würde die Absorption von H₂S sich negativ auf die Effizienz des

Prozesses und auf die Umwelt auswirken. [2] [11]

2) *Membranverfahren:* Biogasaufbereitung mithilfe von Membranverfahren nutzen die unterschiedlichen Permeabilitäten von Gasanteilen mithilfe einer semi-permeablen Membran. Je nach Molekülgröße können manche Bestandteile auf die andere Seite 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, polymerische, anorganische und Mixed-Matrix-Membranen (MMM), die jeweils ihre Vor- und Nachteile besitzen. Die Gas/Gas-Diffusion findet unter hohen Drücken von meist 20 bar bis 40 bar statt, sodass neben den gewünschten Gasen auch Spuren von CH₄ in das Permeat gelangen. Um dem entgegen zu wirken, werden mehrstufige Prozesse genutzt, um den CH₄-Anteil zu erhöhen und die Verluste zu verringern. Außerdem werden nun auch Verfahren entwickelt, die das Membranverfahren mit einer Absorption verbinden. Auf einer Seite der Membran befindet sich ein Lösungsmittel, das gasförmiges CO₂ und H₂S, das von der anderen Seite diffundiert, absorbiert. Das Biogas hat dabei einen leicht erhöhten Druck, damit die Flüssigkeit nicht in die Gasphase gerät. Membranverfahren bieten die Möglichkeit preiswert hohe CH₄-Konzentrationen zu erreichen. Hier ist allerdings auch dringend zu raten das Biogas vorher zu reinigen, damit die Membran nicht verstopft oder beschädigt wird [11]

3) *Druckwechseladsorption:* Die **Druckwechseladsorption**, engl. **Pressure Swing Adsorption (PSA)** trennt Gasbestandteile aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften. Das Rohbiogas wird auf 4 bar bis 10 bar verdichtet und in einen Adsorber geleitet, wo der Adsorbent das enthaltene CO₂ und/oder N₂ und/oder N₂ an seiner Oberfläche bindet. Wenn das Material gesättigt ist wird der Druck stufenweise verringert und das Adsorbat wird desorbiert. Damit ein kontinuierlicher Prozess Verfahren entsteht werden mindestens vier Kolonnen hintereinander geschaltet, die sich in unterschiedlichen Stadien der Adsorption oder Regeneration befinden. Auch hier ist es entscheidend, das Biogas vorher von H₂S, Feuchtigkeit und Siloxanen zu reinigen, da sie das Adsorbent irreversibel schädigen würden. Vorteile der Technik sind, dass im Gegensatz zu Waschverfahren keine zusätzlichen Kosten für Chemikalien oder Wasser anfallen. Außerdem sind Systeme trotz ihres komplexen Aufbaus modular und damit auch für kleine Anwendungen geeignet. Ein Nachteil ist, dass der Methananteil im Abgas mit 15 % bis 20 % sehr hoch ist und es weiterer Nachbehandlung erfordert. Das Verfahren ist marktreif und das

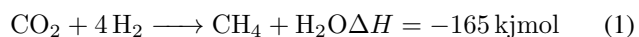
zweitbeliebteste nach der DWW. [2] [11]

4) *Kryogene Verfahren*: 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. Das Biogas wird vor dem Prozess idealerweise von H₂S, Siloxanen und Wasserdampf gereinigt, da diese unter diesen Bedingungen bereits erstarren und Rohrleitungen blockieren können. Zur Aufbereitung wird das Rohbiogas zunächst auf 17 bar bis 26 bar verdichtet und auf −26 °C abgekühlt. In diesem Zustand können H₂S, SO₂, Halogene und Siloxane, falls vorhanden, noch entfernt werden. Danach wird die Temperatur mithilfe mehrerer Kompressoren und Wärmeübertragern auf −55 °C abgekühlt, wo der größte Anteil CO₂ bereits abgetrennt werden kann. Bei −85 °C erstarrt letztendlich das übrig gebliebene CO₂. Ist das Ziel flüssiges Biomethan (LBG) zu erhalten, wird das Biogas zunächst auf 80 bar verdichtet und danach stufenweise auf bis zu −170 °C abgekühlt. Vorteile des Prozesses sind, dass keine Chemikalien verwendet werden, reines CO₂ als Nebenprodukt entsteht. Trotzdem nutzen nur sehr wenige Anlagen diese Technik, da sie eine Vielzahl von Maschinen benötigt und energieintensiv ist. [11] [AONC2019]

B. Stand der Forschung und Entwicklung

Im Folgenden bla bla bla Technologien zur Biogasaufbereitung, die den CO₂ Anteil des Biogases zur Methanherstellung nutzen.

1) *Sabatier-Prozess*: Das abgeschiedene CO₂ aus den vorangegangenen Aufbereitungsverfahren kann, statt in die Atmosphäre geleitet zu werden, zur Methanisierung genutzt werden. Der ablaufende Sabatier-Prozess ist eine exotherme Reaktion von H₂ und CO₂ zu Methan und Wasser mithilfe eines in der Regel nickelbasierten Katalysators. [AONC2019]



Diesen Vorgang nutzt beispielsweise die Audi e-gas Anlage bereits in großem Maßstab [audi13]. [AONC2019]

Es besteht allerdings auch die Möglichkeit Biogas als CO₂-Quelle zu verwenden, da das ebenfalls enthaltene Methan die Reaktion bei hohen Drücken nur geringfügig beeinflusst. Es hat sich herausgestellt, dass der ideale Druck dafür bei 8 bar liegt. 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. Trotzdem muss er reaktiv genug sein, dass kein Methanol entsteht. Bisher ist die direkte Methanisierung mithilfe des Sabatier-Prozesses allerdings reine Theorie und bedarf umfangreicher Forschung [AONC2019]

2) *Biochemische Methanisierung*: Die biologische Methanisierung ist ein relativ neuer Biogasaufbereitungsprozess. Sie bietet zwei mögliche Konversionspfade. Beide Anwendungen involvieren jedoch Mikroorganismen, die CO₂ und H₂ zu CH₄ umwandeln. Die erste verläuft nach derselben Reaktionsgleichung wie der Sabatier-Prozess. Der Hauptunterschied ist, dass hydrogenotrophen methanogenen 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 acetoclastischem Methanogenen in CH₄ gewandelt wird. Untersuchung der Mikrobe population hat gezeigt, dass die hydrogenotrophen Archaeen überwiegen. [11] [AONC2019] [VRM2019] Die Methanisierung kann ex-situ oder in-situ stattfinden. Im Ex-situ-Verfahren findet die Reaktion in einem separaten Reaktor statt, sodass H₂, CO₂, essenzielle Nährstoffe und die Methanogene hinzugefügt werden müssen. Das heißt außerdem, dass eines der vorher genannten Verfahren zur CO₂-Abscheidung eingesetzt werden müssen, um reines CO₂ aus Biogas zu generieren. Der Vorgang lässt sich gut kontrollieren und sich unter Anderem mithilfe des geeigneten Reaktortyps optimieren. Mit der Electrochaea in Dänemark, die Ex-situ-Methanisierung nutzt, speist seit Herbst 2019 eine der größten PtG-Anlagen Biomethan in das Gasnetz ein [Echae19].[11] [AONC2019] [VRM2019]

Im In-situ-Verfahren findet die Reaktion, im Vergleich dazu, 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. Zum Teil wird zusätzliches H₂, z.B. aus einer Hydrolyseanlage, in den Reaktor geleitet, um zusätzliche Methanbildung auszulösen. Die H₂ Konzentration im Reaktor muss dabei bewacht werden, um die Ausgewogenheit der Reaktionen sicherzustellen und die Versauerung durch die Oxidation von kurzkettigen Fettsäuren, wie Butyrat, zu verhindern. Der pH-Wert kann sich außerdem erhöhen, wenn entscheidende Puffermittel, wie z.B. Butyrat, entfernt werden. Da eine Vielzahl von Prozessen gleichzeitig stattfindet, die sich gegenseitig beeinflussen, stellt die Optimierung des Systems technisch immer noch eine

Herausforderung dar. Es nötig dahingehend weiter zu forschen, da die vielversprechende Technologie wenig Energie verbraucht und gegenüber Gasunreinheiten, wie H₂S und organische Säuren, toleranter ist. [VRM2019] [11] [AONC2019]

C. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen

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. 3). Seither gibt es nur noch einen im Vergleich geringeren Zubau an Biogasanlagen. [7]

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) und die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen (s. Kap. II-C3) implementiert, was zu einem abbremsen des Biogas und -methan Ausbaus führte. Bei der Biogasaufbereitung zu Biomethan kommt erschwerend hinzu, dass die Auszahlung vermiedener Netzentgelte (s. Kap. II-C4) im Jahr 2010 auf 10 Jahre begrenzt wurde. [3]

1) *Höchstbemessungsleistung*: Mit dem EEG 2014 wurde die Höchstbemessungsleistung eingeführt, wodurch sich die Gegebenheiten auch 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. [4] Die Höchstbemessungsleistung legt fest, bis zu welcher Einspeisung eine Anlage ihre Vergütung nach dem EEG erhält. Liegt die 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). [13]

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 auf die Flexibilisierung der Anlage konzentrieren. [7]

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 diese auf alle Neuanlagen ab dem 1. Januar 2016 mit einer Leistung von 100 kW ausgeweitet.

Für kleine Anlagen und Bestandsanlagen ist eine Direktvermarktung freiwillig. Allerdings kann die Flexibilitätsprämie (s. Kap. II-C3) nur in Anspruch genommen werden, wenn der Strom direktvermarktet wird. Zusätzlichen Anreiz bietet das Marktprämienmodell, da es durch die Managementprämie für regelbare Anlagen zu einer Erhöhung der Einspeiseerlöse um $0.2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 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. [14]

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.

Nach §50b EEG können „Betreiber von Anlagen [...] von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) 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). [5] [7]

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

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

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. [5] [15]

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. Zusätzlich wird auf diese Weise eine Erhöhung des Monatsmarktwertes von Biogas und -methan erreicht, wodurch die Marktpremie und damit die zu zahlende EEG Vergütung sinkt.

4) *Vermiedene Netzentgelte*: Mit der Auszahlung vermiedener Netzentgelte nach der **Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)**, soll der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerte Netzebene weitergegeben werden. Dabei belaufen sich die vermiedenen Netzentgelte auf $0.7 \frac{\text{ct}}{\text{kW h}}$.

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 Biomethananlage keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. [9]

5) *Zusammenfassung*: 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 (KWK)** 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.

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 Sektoren.

Tabelle II
ERZEUGUNG BZW. ENDENERGIEVERBRAUCH AUS BIOGAS UND -METHAN
NACH SEKTOREN [6]

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

^aErzeugung ^bEndenergieverbrauch

1) *Stromerzeugung*: Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 244.3 TW h erneuerbarer Strom produziert, welches einem Anteil von 42.1 % am Bruttostromverbrauch von 579.8 TW h entspricht. Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergie stellt mit 50.4 TW h einen wesentlichen Anteil an dem produzierten erneuerbaren Strom dar (s. Abb. 1). [6]

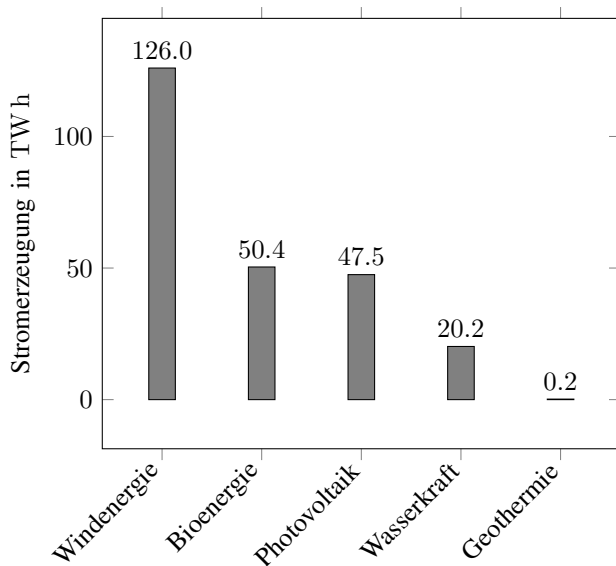


Abbildung 1. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [6]; *Eigene Darstellung*

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. 2). [6]

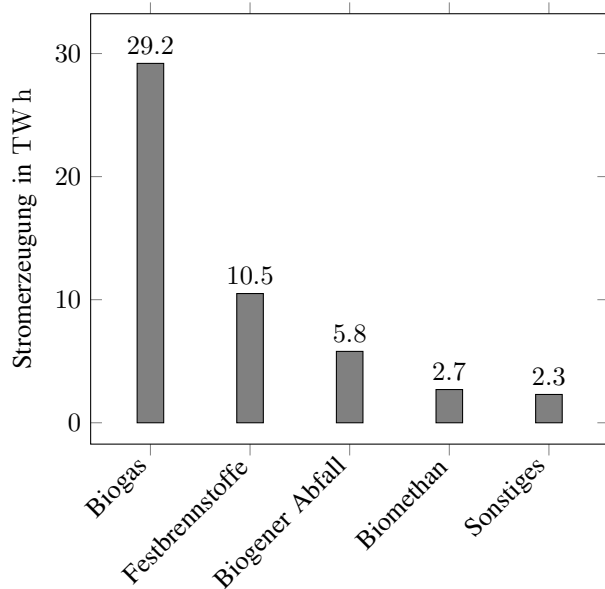


Abbildung 2. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [6]; *Eigene Darstellung*

Ende 2019 waren in Deutschland mehr als 9000 Biogas- und Biomethananlagen mit einer Kraftwerksleistung von 5.9 GW und 0.6 GW am Netz (s. Abb. 3). 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. [6] [7]

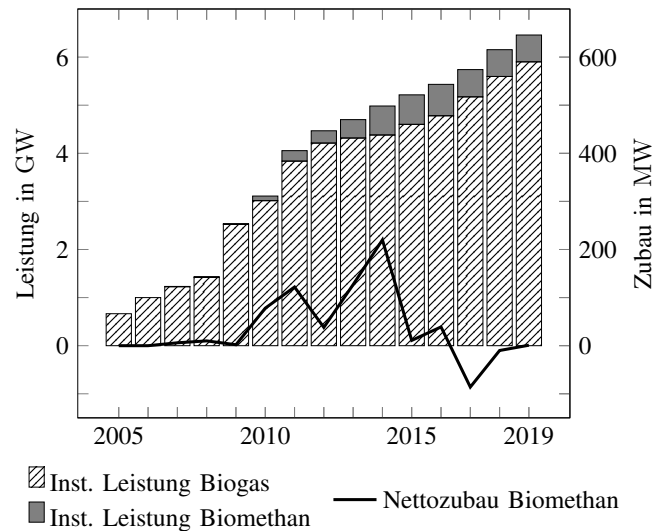


Abbildung 3. Installierte Leistung an Biogas- und Biomethankapazitäten und der Nettozubau von Biomethankapazität [6]; *Eigene Darstellung*

In den Jahren 2010 bis 2014 ist der Ausbau von Biomethananlagen am größten. 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. 3). Hier zeigt sich, dass die Anreize seit Neuauflage des EEG 2014 nicht ausreichen, um einen Ausbau der Biomethankapazitäten zu erreichen. [6]

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 Biogas- und Biomethananlagen 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 TW h aus Bioenergie stammt hingegen aus Festbrennstoffen. [6]

Unter den richtigen Rahmenbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von Biomethan in Zukunft zunehmen wird. Vor allem kann Biomethan eine starke Rolle in der Erbringung von industrieller Prozesswärme bei hohen Temperaturen und bei der Spitzenlastdeckung übernehmen. Insgesamt wird ein Einsatz von 18 TW h bis 35 TW h an Biomethan an der Wärme- und Kälteproduktion im Jahr 2050 prognostiziert, wenn die rechtlichen Rahmen hierfür geschaffen werden. [8]

3) *Verkehr*: Mit einem Endenergieverbrauch von 0.7 TW h an Biomethan und einer gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energie von 36.9 TW h im Verkehrssektor im Jahr 2019 ist der Anteil am Gesamtmarkt von 656.8 TW h sehr gering. [6]

Zukünftig kann Biomethan in Form von Bio-Liquified Natural Gas (LNG) im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr eine bedeutendere Rolle übernehmen. Da in diesem Bereich voraussichtlich Verbrennungsmotoren für lange Zeit die dominierende Antriebstechnologie bleiben werden. [8]

III. BIOMETHANPOTENTIAL

Das Biomethanpotential in Deutschland ist derzeit 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. Dieses Kapitel soll einen Überblick über die wichtigsten Kennzahlen des Biomethanpotentials in Deutschland geben.

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. So wurden beispielsweise 2016 nur 89 000 $\frac{t}{a}$ der 4 446 000 $\frac{t}{a}$ an 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.

Tabelle III
BIOMETHANPOTENTIAL IN DEUTSCHLAND [3][8][17]

Quelle	Biomethanpotential in TW h
BDEW	100 ^a bis 250 ^b
dena	90 bis 118
Wuppertal Institut	78 bis 105 ^a
^a 2030 ^b 2050	

LITERATUR

- [1] Philipp Adler u. a. *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*. 2014. URL: https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/1/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [2] Fredric Bauer u. a. *Biogas upgrading - Review of commercial technologies*. Lund University. 2013. URL: <https://portal.research.lu.se/ws/files/5465492/4580054.pdf> (besucht am 24.06.2020).
- [3] 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).
- [4] 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).
- [5] 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).
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. AGEE-Stat. 24. Mai 2020. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (besucht am 24.05.2020).
- [7] Jaqueline Daniel-Gromke u. a. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht*. 8. Nov. 2019. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [8] 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_Beitrug_Biomethan_Klimaschutz_2050.pdf (besucht am 30.05.2020).
- [9] 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).
- [10] 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).
- [11] 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).
- [12] Kompost & Biogas Verband. *Gasaufbereitung*. URL: <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/gasaufbereitung/> (besucht am 22.06.2020).
- [13] 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).
- [14] Next Kraftwerke GmbH. *Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung> (besucht am 07.06.2020).
- [15] Next Kraftwerke GmbH. *Was ist die Flexibilitätsprämie?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie> (besucht am 07.06.2020).
- [16] 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).
- [17] 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](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/2274/file/2274_Nutzung_Biomasse.pdf) (besucht am 21.06.2020).