

Stellungnahme des Fachverband Biogas e.V.

zum Entwurf des Papiers „Erste Bilanz des Dialogprozesses Gas 2030“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	2
1. Einleitung	4
2. Zu den Potenzialen von Biomethan zur Defossilisierung der Gasversorgung	5
2.1. Nationale Biomethanpotenziale	5
2.2. Nutzung des bestehenden Biogasanlagenparks	6
2.3. Import.....	8
2.4. Gestehungskosten von Biomethan und synthetischem Methan aus Biogasanlagen	8
2.5. Biomethan mit Kohlenstoffspeicherung	11
3. Zur Nutzung von Biomethan in den verschiedenen Sektoren	12
3.1. Zur Nutzung von Biomethan im Stromsektor	12
3.2. Zur Nutzung von Biomethan im Wärmesektor	13
3.3. Zur Nutzung von Biomethan im Mobilitätssektor	13
4. Zu den Koppelprodukten, Synergieeffekten und weitere volkswirtschaftliche Vorteilen der Biomethanerzeugung.....	14
5. Zu den Handlungsempfehlungen	15
5.1. Erzeugung und Herkunft.....	15
5.2. Infrastruktur.....	15
5.3. Verwendung im Gebäudebereich	15
5.4. Verwendung im Mobilitätsbereich.....	15
5.5. Verwendung zur Stromerzeugung und in KWK-Anlagen	16
6. Kontakt.....	17

Das Wichtigste in Kürze

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) explizit das Potenzial von Biomethan als klimaneutrale Alternative zu Erdgas und als Ergänzung strombasierter Erneuerbarer Gase anerkennt. Ebenso ist zu begrüßen, dass es einen Stakeholderprozess geben soll, um diese Potenziale kurzfristig zu stabilisieren, zu optimieren und auszubauen. In dem Bericht des BMWi fehlen jedoch viele wichtige Aspekte, die vom FvB und/oder anderen Akteuren auf den Sitzungen des Dialogprozesses eingebracht wurden und unwidersprochen blieben. Diese sollten in ein Papier, das eine „Erste Bilanz“ ziehen soll, aufgenommen werden, zumal es angesichts des Handlungsdrucks, der besteht, um das bereits eingesetzte Wegbrechen des bestehenden Biogasanlagenparks abzumildern, geboten scheint, bereits gewonnene Erkenntnisse zu fixieren und den geplanten Stakeholderprozess darauf aufzusatteln. Der FvB bittet, das Papier entsprechend zu ergänzen. (Abschnitte 2 bzw. 4)

- Ein zentrale Aussage, die im Papier fehlt, sind die enormen Potenziale des bestehenden Biogasanlagenparks für die Erzeugung von Biomethan, aber auch von synthetischem Methan. Wichtige Maßnahmen sind neben der Umrüstung einzelner Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf die Gaseinspeisung auch der Zusammenschluss von kleineren Vor-Ort-Verstromungsanlagen mittels Sammelnetzen sowie die Ergänzung um einen Elektrolyseur, damit das bei der Gasaufbereitung abgetrennte CO₂ zur Erzeugung von synthetischem Methan genutzt werden kann. Ausgehend von Berechnungen des DVGW können durch diese Maßnahmen 88 Terawattstunden (TWh) Biomethan und 81 TWh synthetisches Methan – also insgesamt 169 TWh klimaneutrales Methan – mobilisiert werden, ohne dass neue Biogaserzeugungsanlagen errichtet oder im Vergleich zu heute mehr Substrate eingesetzt werden müssten. Eine politische Strategie zum Aufbau einer Produktionsinfrastruktur für klimaneutrale Gase sollte deshalb diese heimischen, bereits vorhandenen und kurzfristig zu optimierenden Potenziale stärker akzentuieren und nicht stark einseitig auf die Wasserstofftechnologie fokussiert werden, wie es im BMWi-Papier geschieht.
- Obwohl es nach Ansicht des FvB auch noch ein ungenutztes Potenzial an Anbaubiomasse gibt, existieren auch Potenziale bei anderen Substraten wie Rest- und Abfallstoffe und Nebenprodukte sowie Aufwuchs von Dauergrünland, Zwischenfrüchte und Stroh.
- Weiterhin sollten die Kostenvorteile der Methanerzeugung in Biogasanlagen erwähnt werden. Die Gestehungskosten von Biomethan liegen selbst bei einer ambitionierten Kostensenkung anderer Technologien unter den Gestehungskosten von synthetischem Methan, gleichgültig ob national erzeugt oder importiert. Je nach Anlagenkonstellation können auch die Gestehungskosten des synthetischen Methans aus Biogasanlagen in die Größenordnung von synthetischem Methan aus sehr großskaligen Elektrolyseuren und CO₂-Quellen kommen. Alles in allem bietet also die Erschließung des Methanpotenzials in Biogasanlagen Kostenvorteile gegenüber der Erschließung von Methan aus anderen Produktionsformen.
- Bei einem Vergleich der Methanerzeugung in Biogasanlagen mit anderen Produktionsformen für klimaneutrale Gase sollte berücksichtigt werden, dass bei Erzeugung von Biomethan viele Koppelprodukte wie klimaneutraler Dünger anfallen oder weitere Vorteile für den Klimaschutz wie die Vermeidung von Methanemissionen in der Viehhaltung und die Artenvielfalt entstehen.

Die Bedeutung und Begründung einer der zentralen Aussagen im Text, die „*Bedeutung von Biogasen im Stromsektor [... werde] im nächsten Jahrzehnt voraussichtlich kontinuierlich zurückgehen*“ bleibt unklar. Falls es sich um eine Prognose über die Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen für Biogas handeln soll, ist sie hoch spekulativ und stellt kein Ergebnis der Diskussion im Dialogprozess dar. Falls es sich um eine Empfehlung an die politischen Entscheider handeln soll, ist sie angesichts des politisch gesetzten Ziels, bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energie an der

Stellungnahme

18.09.2019



Stromerzeugung zu erreichen, ungerechtfertigt, unverantwortlich und ebenfalls kein Ergebnis der Diskussion im Dialogprozess. In jedem Fall sollte die Aussage im Papier gestrichen werden. (Unterabschnitt 3.1.)

Als zusätzliche Handlungsempfehlungen schlägt der FvB unter anderem eine Verlängerung der Netznutzungsentgelte Gas, ein Programm zur Umrüstung von Bestandsanlagen auf die Gaseinspeisung, einschließlich der Errichtung von Sammelleitungen und Elektrolyseuren an Biogasanlagen, sowie eine Weiterwicklung der Treibhausminderungsquote (THG-Minderungsquote), des Ordnungsrechts im Gebäudesektor, des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) vor. (Abschnitt 5).

Stellungnahme

18.09.2019



1. Einleitung

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) begrüßt die Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), in einem Dialogprozess mit der Branche die zukünftige Rolle gasförmiger Energieträger in der Energiewende und beim Klimaschutz zu diskutieren. Der FvB hat sich insbesondere an der AG 1 „Erzeugung und Infrastruktur“ eingebracht, unter anderem mit einer Präsentation am 6.6.2019, und in den UAGs „Wärme“ und „Verkehr“ der AG 2 „Verwendung“. Im Folgenden nimmt der FvB Stellung zu dem Zwischenbericht des BMWi vom 9.9.2019. Die vorliegende Stellungnahme fokussiert auf die für Biogas (inkl. Biomethan) spezifischen Punkte. Für eine Einordnung technologieübergreifender Punkte sei auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die der FvB unterstützt.

2. Zu den Potenzialen von Biomethan zur Defossilisierung der Gasversorgung

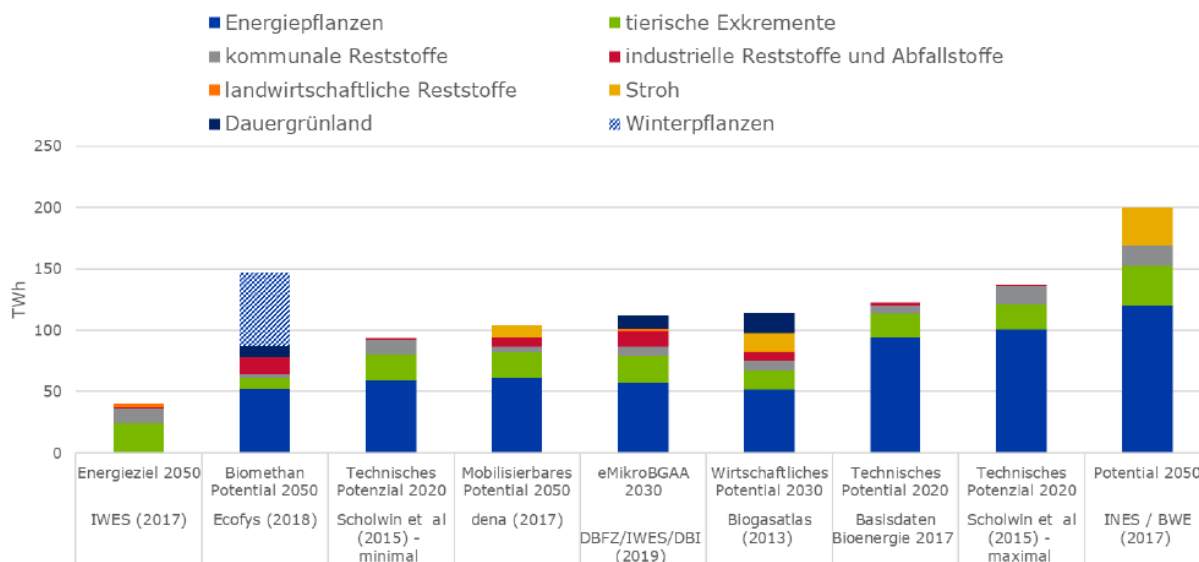
Der FvB begrüßt, dass das BMWi explizit das Potenzial von Biomethan als klimaneutrale Alternative zu Erdgas und als Ergänzung strombasierter Erneuerbarer Gase anerkennt. Auch, dass sowohl die Potenziale einer Umrüstung des Biogasanlagenbestands (S. 19) als auch die Möglichkeit des Imports (S. 23) angesprochen werden, ist zu begrüßen. Der FvB hatte beide Themen in seinem Vortrag vom 6.6. angesprochen.

Es ist jedoch unklar, warum nicht auch weitere zentrale Aspekte, die am 6.6. angesprochen wurde, in das BMWi-Papier übernommen wurden. Dazu gehören insbesondere die *quantitativen und qualitativen* Potenziale zur Erzeugung sowohl von Biomethan als auch von synthetischem Methan, die durch die Umrüstung des Anlagenbestands gehoben werden könnten (siehe diesen und die folgenden Abschnitte). Diese Darstellungen in dem FvB-Vortrag basieren auf wissenschaftlichen Berechnungen seriöser Institute und blieben im Rahmen der Sitzung am 6.6. unwidersprochen. Sie sind mithin Teil einer „Ersten Bilanz“ des Dialogprozesses und sollten entsprechend im Papier erwähnt werden. Gleiches gilt auch für die Aussagen zu den Potenzialen eines weiteren Ausbaus der Biomethanerzeugung, die auf dem Inputpapier der dena zu dem Dialogprozess basieren.

Der FvB bittet deshalb, den Entwurf um entsprechende Aussagen zu ergänzen.

2.1. Nationale Biomethanpotenziale

Es gibt unterschiedliche Untersuchungen zu den mengenmäßige Potenzialen zur Herstellung von Biogas in Deutschland. Das Inputpapier zum Dialogprozess gibt einen guten Überblick über verschiedene Studien:



Quelle: BMWi (2019), Inputpapier zum Dialogprozess „Gas 2030“.

Auffällig ist zum einen, dass in allen Studien noch ein moderates Potenzial an ungenutzten Rest-, Abfallstoffen sowie tierischen und pflanzlichen Nebenprodukten besteht. Zum anderen zeigt sich, dass es Substrate gibt, die heute noch kaum genutzt, aber von älteren Studien nicht berücksichtigt werden, insb. Aufwuchs von Dauergrünland, Zwischenfrüchte (in der Graphik als „Winterpflanzen“ bezeichnet) und Stroh. Diese Potenziale können in jedem Fall für einen weiteren Ausbau der Biomethanerzeugung genutzt werden.

Stellungnahme

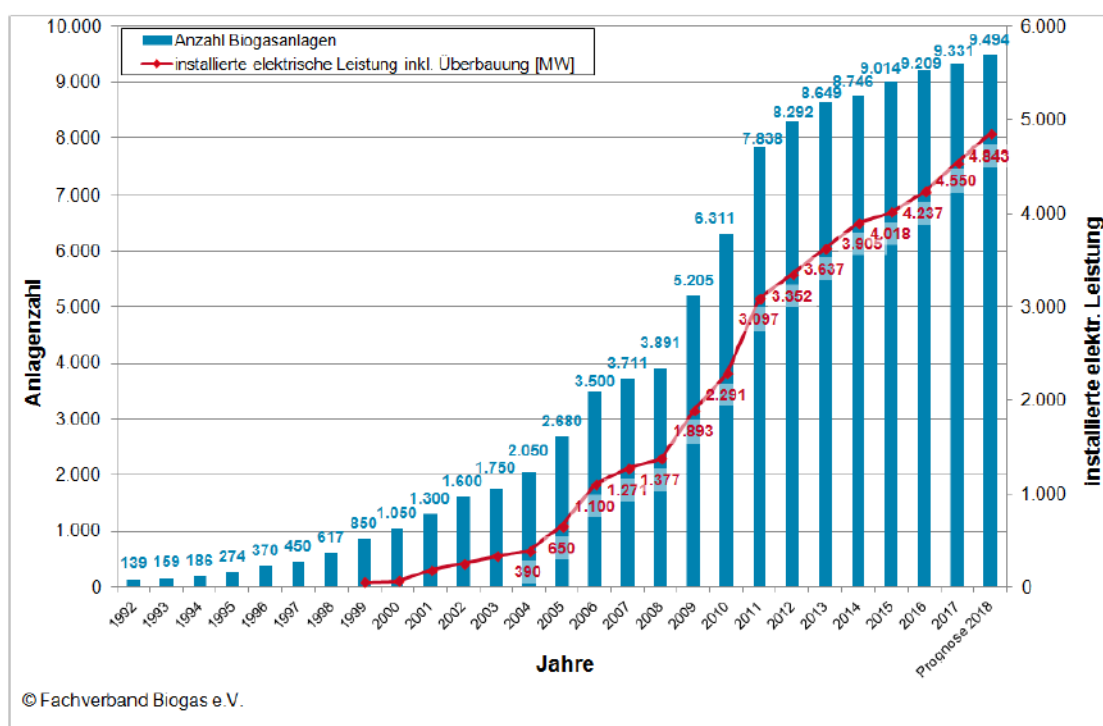
18.09.2019

Bei Potenzialangaben zur Anbaubiomasse wie den obigen ist immer zu beachten, dass es eine gesellschaftspolitische Festlegung ist, für welche Zwecke Fläche im Allgemeinen und Ackerland im Speziellen genutzt werden sollte. Deshalb basieren die oben genannten Studien auf der Festlegung bestimmter, politisch gewählter Zielwerte; an denen man sich für eine erste Einschätzung orientieren kann. Nichts desto trotz sollte man sich bei einer mengenmäßigen Einschätzung der Potenziale nicht von vergleichsweise niedrigen Angaben in manchen Studien über die Potenziale von Biomethan aus Anbaubiomasse abschrecken lassen. Nach Ansicht des FvB ist es durchaus sinnvoll, weitere Ackerflächen für die Erzeugung von Biogas aus Anbaubiomasse zu verwenden. Neben klassischen Kulturen wie Mais und Getreide und Gras kommen ergänzend auch alternative Energiepflanzen wie die Durchwachsene Silphie in Betracht.

2.2. Nutzung des bestehenden Biogasanlagenparks

Wie im BMWi-Papier zurecht vermerkt ist, zeichnet sich Biomethan unter den verschiedenen klimaneutralen Gasen dadurch aus, dass es bereits mit über 9.000 Biogasanlagen und einer Erzeugung von etwa 100 TWh Biogas (laut BMWi-Papier) einen sehr großen Anlagenpark in Deutschland gibt. Diese Anlagen haben bereits alle genehmigungsrechtlichen Hürden genommen und sind eingebettet in ein Netzwerk an Planern und Herstellern, Biomassekreisläufen und Wertschöpfungsketten.

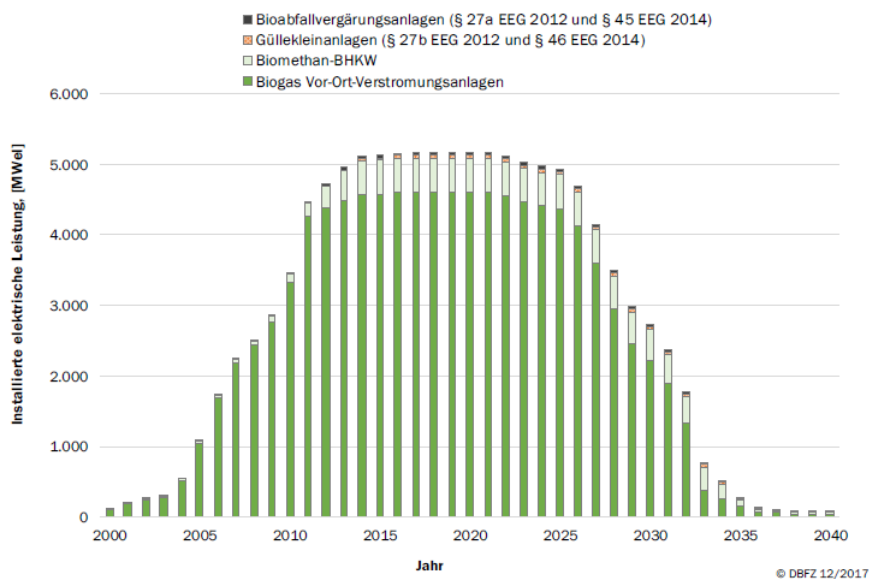
Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt [MW] (Stand: 5/2018)



Die meisten dieser Bestandsanlagen nutzen das Biogas in Blockheizkraftwerken (BHKW) vor Ort zur direkten Strom- und Wärmeerzeugung. Alle vor-Ort-Verstromungsanlagen (VoV-Anlagen) werden über eine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) finanziert, die aber fast durchweg zwischen 2021 und Anfang der 2030er Jahre ausläuft und ohne die die Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

Stellungnahme

18.09.2019



Dies bietet sowohl Gefahren als auch Chancen für die Defossilisierung der deutschen Gasversorgung.

Ohne weitere politische Maßnahmen werden die heutigen Biogasanlagen zurück gebaut werden. Standorte werden verloren gehen ebenso wie technisches und ökonomisches Knowhow. .

Es besteht aber auch die Chance, die bestehende Biogasproduktion als Einstieg in die Produktion klimaneutraler Gase zu nutzen: Zum einen können bestehende VoV-Anlagen alleine oder im Verbund auf die Biogasaufbereitung und –einspeisung umgerüstet werden; zum anderen können Elektrolyseure am Standort der Gasaufbereitung installiert und so das abgeschiedene, biogene CO₂ zusammen mit grünem Wasserstoff zur Produktion von synthetischem Methan genutzt werden.

Die folgenden Zahlen geben eine Orientierung, wie groß das mengemäßige Potenzial des Biogasanlagenbestands zur Produktion von Biomethan und synthetischem Methan ist.¹

- Die Umrüstung einzelner VoV-Anlagen auf die Gaseinspeisung, die aufgrund ihres Standorts und ihrer Größe dafür geeignet sind, kann einen deutlichen Beitrag zur Ausweitung der Biomethanproduktion leisten. Nach Einschätzung der dena liegt dieses Potenzial an zusätzlicher Biomethanerzeugung zwischen 10 und 21 TWh. Die Biomethanerzeugung aus konventionellen Gasaufbereitungsanlagen könnte somit allein durch die Umrüstung geeigneter VoV-Anlagen von heute 10 TWh auf 20 bis 31 TWh gesteigert werden.
- Der DVGW sieht als eine wichtige Maßnahme zur Erschließung des Biogasanlagenbestands für die Gaseinspeisung den Zusammenschluss von VoV-Anlagen mittels Sammelschienen an, die das Rohgas zu einer zentralen Aufbereitungsanlage leiten. So können auch viele VoV-Anlagen erschlossen werden, die für sich genommen zu klein für eine Gasaufbereitung sind. Über 2.000 VoV-Anlagen mit einer Gesamtproduktion von 26 TWh könnten so für die Biome-

¹ Quellen für die folgenden Zahlen: dena (2017), Rolle und Beitrag von Biomethan zum Klimaschutz heute und in 2050; DVGW (2019), Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung (EE-Methanisierung). Für die Aufteilung in Biomethan und synthetischem Methan wird ein durchschnittlicher Methananteil von 52 Prozent pro Normkubikmeter Rohbiogas angenommen.

thanerzeugung gewonnen werden können.² Die gesamte Biomethanerzeugung in Deutschland würde alleine dadurch gegenüber heute auf 36 TWh steigen.

- Die mit Abstand wirksamste Maßnahme, um die Potenziale des bestehenden Anlagenparks zur Produktion von klimaneutralem Biomethan zu nutzen, ist die Kombination der Biogaserzeugung und –aufbereitung mit einem Elektrolyseur. Da die Gaseinspeiseleistung durch die Nutzung des abgeschiedenen CO₂s nahezu verdoppelt werden kann, könnten ausgehend von DVGW-Berechnungen allein durch diese Maßnahme über 6.000 VoV-Anlagen die Mindestgröße zur Gasaufbereitung erreichen, die dann 54 TWh Biomethan und 49 TWh synthetisches Methan einspeisen könnten.³ Zusammen mit den heutigen Biogasaufbereitungsanlagen würde ein so umgerüsteter Anlagenpark selbst ohne die Errichtung von Sammelnetzen auf eine Gesamtproduktion von 64 TWh Biomethan und 58 TWh synthetisches Methan kommen.⁴
- Legt man die DVGW-Berechnungen zugrunde kann der heutige Biogasanlagenpark mit einer Umrüstung auf die Gaseinspeisung, mit der Kombination von Elektrolyse und Gasaufbereitung und ggf. mit der Errichtung von Sammelnetzen 88 TWh Biomethan und 81 TWh synthetisches Methan, also ein Gesamtvolumen von 169 TWh klimaneutralem Methan produzieren.⁵

Das Auslaufen der EEG-Vergütung von VoV-Anlagen ab 2021 bietet also die Chance, mit Rückgriff auf bestehende Investitionen und Infrastrukturen zügig große Mengen klimaneutrales Methan zu erschließen. Diese Mengenangaben sollten im BMWi-Papier genannt werden.

2.3. Import

Der FvB begrüßt, dass der Import von Biomethan im BMWi-Papier als eine Option, den Biomethaneinsatz auszubauen, genannt wird. Wichtig wäre in diesem Kontext, auf die Vorteile eines Imports für das Exportland sowie die Synergieeffekte mit anderen Politikbereichen hinzuweisen (siehe unten, Abschnitt 4) Auch wäre es wünschenswert, das Ziel zu formulieren, die bestehenden administrativen Hürden und verbleibende offene Fragen zügig zu klären.

2.4. Gestehungskosten von Biomethan und synthetischem Methan aus Biogasanlagen

Ein weiterer wichtiger Punkt, der im BMWi-Papier fehlt, ist der Kostenvergleich von Biomethan und synthetischem Methan aus Biogasanlagen mit anderen klimaneutralen Gasen.

² Einbezogen werden Biogasanlagen, bei denen in einem Umkreis von 5 km eine aufsummierte Biomethanproduktion von mindestens 1.000 Normkubikmeter (N³m/h) möglich wäre und bei denen zwischen Aufbereitungsanlage und Einspeisepunkt maximal 10 km lägen.

³ Voraussetzung ist, dass das gesamte CO₂, das bei der Gasaufbereitung abgetrennt wird, für die Synthetisierung des Wasserstoffes zu synthetischem Methan genutzt wird. Dazu muss entweder der Betrieb von Elektrolyseur und Gasaufbereitungsanlage synchronisiert werden oder der Elektrolyseur entsprechend vergrößert und der Wasserstoff zwischengespeichert werden.

⁴ Für die Berechnung der Erweiterung von Biogasaufbereitungsanlagen um eine Produktion von synthetischem EE-Methan wird hier eine Aufteilung des Roh-Biogases in 52 Prozent Methan und 48 Prozent CO₂ zugrunde gelegt.

⁵ In der DVGW-Publikation wird eigentlich ein Wert von 167 TWh angegeben, da als heutige Biomethanproduktion noch ein Wert von rund 9 TWh angelegt wird. Durch die Steigerung der Biomethanproduktion auf heute 10 TWh ergibt sich der erhöhte Wert von insgesamt 169 TWh EE-Methan.

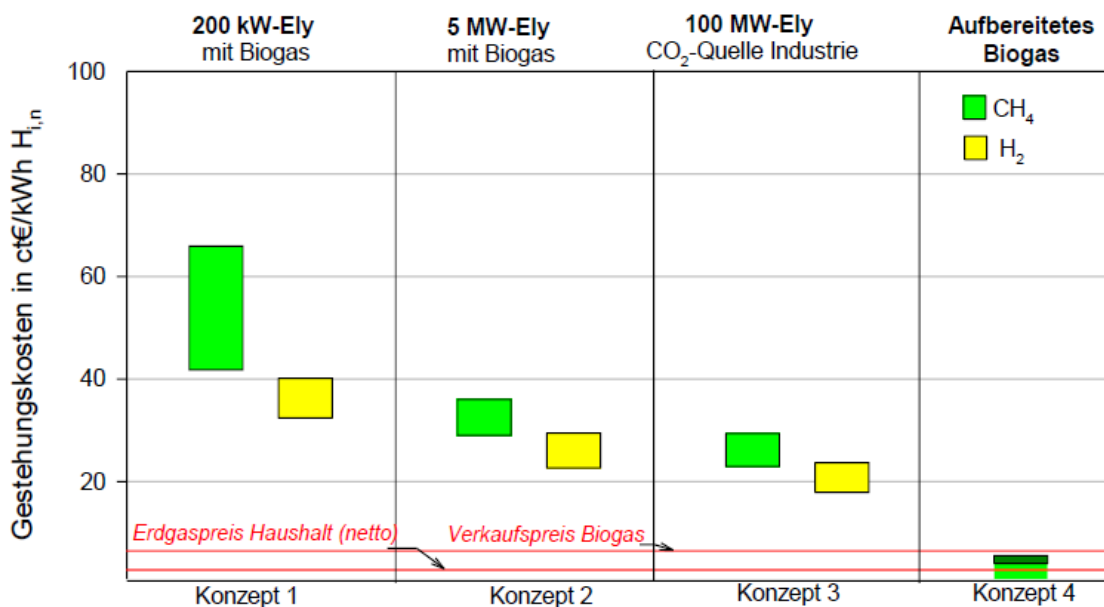
Stellungnahme

18.09.2019

Die Biogaserzeugung und Aufbereitung ist eine etablierte Technologie. Beim aktuellen Anlagenpark liegen die Biomethanherstellungskosten in etwa zwischen 6,7 und 8,6 ct/kWh.⁶ Die Kostenentwicklung von Wasserstoff aus Elektrolyse und synthetischen Kohlenwasserstoffen werden oft unterschiedlich bewertet. Aber in allen Szenarien liegen sie deutlich über den heutigen Gesteherungskosten von Biomethan. Dies sollte im BMWi-Papier erwähnt werden.

Wie oben beschrieben bietet die Kombination von Biogasanlage und Elektrolyseur zum einen die Chance, sehr viele Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung umzurüsten, die ansonsten die dafür notwendige Mindestgröße nicht erreichen würden; zum anderen bietet diese Kombination die Chance, das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene CO₂ als Kohlenstoffquelle für die Herstellung von synthetischem Methan zu nutzen. So ergeben sich Synergieeffekte aus der Herstellung von Biomethan und Elektrolyse. Wenig bekannt ist, dass bei einer Kostenbewertung auch synthetische Kohlenwasserstoffe aus Biogasanlagen auf einem preislichen Niveau liegen wie deutlich größere, konventionelle Produktionsstätte, z.B. Industriebetriebe.

Die folgende Graphik basiert auf Kostenrechnungen des DVGW und zeigt einen Kostenvergleich von synthetischem Methan aus verschiedenen Wasserstoff- und Kohlenstoffquellen:



DVGW-Berechnungen zu den prognostizierten Gesteherungskosten von national erzeugtem Wasserstoff aus Elektrolyse und synthetischem Methan für das Jahr 2030; Quelle: DVGW (2018), Smaragd-Studie⁷ (Basisszenario).

Zwar liegen die Gesteherungskosten von synthetischem Methan bei kleinen Biogasanlagen mit entsprechend kleinen Elektrolyseuren (hier: 200 kW) deutlich über den Gesteherungskosten von synthetischem Methan aus großen Industriebetrieben mit sehr großen Elektrolysekapazitäten (hier: 100 MW). Doch bei großen Biogasanlagen oder einem Anlagenzusammenschluss mehrerer Biogasanlagen können

⁶ Quelle: Dena (2018), vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen

⁷ DVGW (2018), Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengkoppelten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens (Smaragd-Studie)

Stellungnahme

18.09.2019



entsprechend größere Elektrolyseure (hier: 5 MW) installiert werden, was die spezifischen Kosten deutlich reduziert.

Davon abgesehen muss ein korrekter Vergleich zwischen den Produktionsformen berücksichtigen, dass die Biogasanlagen mit Elektrolyseur neben vergleichsweise teurem synthetischen Methan das deutlich günstigere Biomethan erzeugen. Stellt man eine entsprechende Mischkalkulation an, dann erreicht der Zusammenschluss von Biogasanlagen und einem 5 MW Elektrolyseur niedrigere Methan-Gestehungskosten als ein Industriebetrieb mit einem 100 MW Elektrolyseur.

Folgende Zahlen bieten eine Orientierung für das Jahr 2030

Methanproduktionsanlage (Elektrolyseur + CO ₂ -Quelle)	Biomethan (ct/kWh)	Synth. Methan (ct/kWh) ⁸	Methan Mittelwert (ct/kWh)
Biogasanlagenzusammenschluss (zuvor 2,5 MW el) mit 5 MW Elektrolyseur	8 ⁹	28	18 ¹⁰
Industriebetrieb mit 100 MW Elektrolyseur	-	22	22

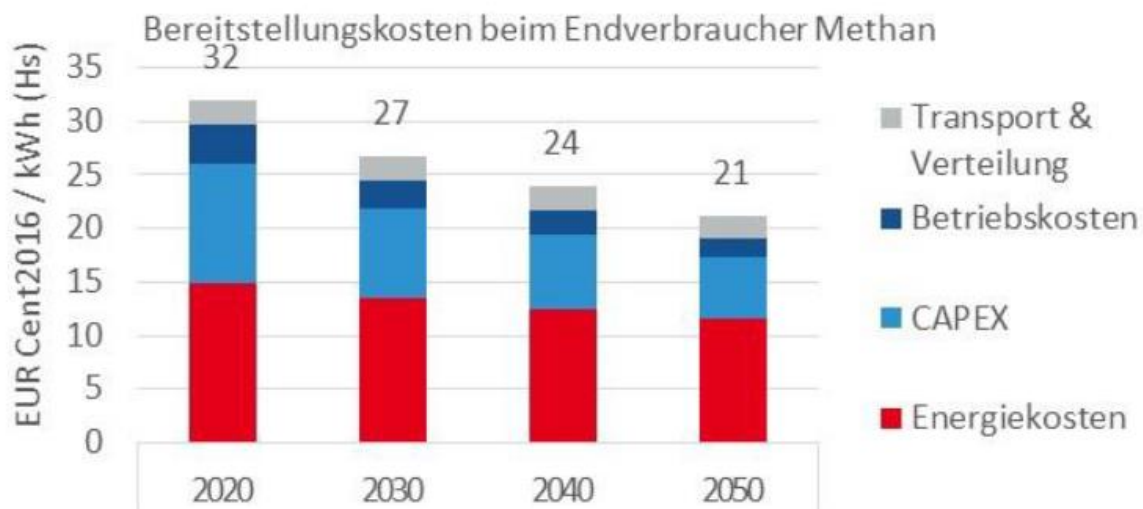
Kombinationen aus Biogasanlagen und Elektrolysen können es als Methanproduzenten bei einem direkten Vergleich der Gasgestehungskosten also durchaus mit den deutlich größeren industriellen Methanproduzenten aufnehmen.

Gleiches gilt auch, wenn die nationale Erzeugung von Biomethan mit dem Import verglichen wird. Laut Berechnungen von Prognos fallen beim Import von synthetischem Methan aus dem Mittleren Osten folgende Kosten an.

⁸ Quelle: DVGW-Smaragd-Studie (Basis-Szenario), für beide Elektrolyseure werden 4.000 Volllaststunden angenommen.

⁹ Quelle: DVGW (2019), Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung (EE-Methanisierung) Für Anlagenzusammenschlüsse werden hier Werte zwischen 8,9 und 9,6 ct/kWh beim aktuellen Stand der Technik angegeben, die bei einer massiven Einführung dieser Konzept bis auf 7,3 bis 7,9 ct/kWh absinken können.

¹⁰ Für die Berechnung des Mittelwerts wurde ein Anteil von 52 Prozent Biomethan und 48 Prozent synthetischem Methan zugrunde gelegt.



Quelle: Dambeck, Hans / Kreidelmeyer, Sven, Kosten für Strombasierte Energieträger, Vortrag auf der Sitzung der AG 1 des Dialogprozesses „Gas 2030“ am 25.4.2019

Diese Aussagen zu den Kosten von Methan aus Biogasanlagen wurden vom FvB bzw. von Prognos in den Dialogprozess eingebracht und sollten deshalb im BMWi-Papier erwähnt werden.

2.5. Biomethan mit Kohlenstoffspeicherung

In den geschilderten Biogasanlagenkonzepten wird das von der Biomasse aus der Luft gezogene und dann bei der Vergärung und Gasaufbereitung frei gesetzte CO_2 in anderen Anwendungen (hier: bei der Synthetisierung von Wasserstoff zu Methan) wiederverwertet. So entsteht der für die Bioenergie typische CO_2 -Kreislauf. Bei der Biomethanherzeugung kann jedoch das von der Biomasse aus der Luft gezogene CO_2 auch gespeichert werden, so dass nicht nur ein CO_2 -Kreislauf, sondern eine CO_2 -Senke entsteht. Dabei kann sowohl das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene CO_2 gespeichert werden (bei der das Rohgasgemisch aus CO_2 und H_2O zu reinem CH_4 wird) als auch der Kohlenstoff im Biomethan, so dass als Endprodukt Wasserstoff entsteht (aus CH_4 wird so reines H_2), der wiederum energetisch oder stofflich genutzt werden kann. Ebenso wie Wasserstoff aus Elektrolyse bei Verwendung von Erneuerbarem Strom eine „Null-Emissionen“-Vorkette besitzt, so besitzt Biomethan bzw. Wasserstoff aus Biogas eine „Negativ-Emissionen“-Vorkette, wenn die Biogasaufbereitung mit einer Kohlenstoffspeicherung kombiniert wird. Während bei der Herstellung von grünem Wasserstoff keine Emissionen entstehen, kann die Herstellung von Biomethan bzw. Wasserstoff aus Biogas also sogar Emissionen einsparen, zusätzlich zu den Emissionen, die bei der Nutzung des Biomethans bzw. Wasserstoffs eingespart werden.

3. Zur Nutzung von Biomethan in den verschiedenen Sektoren

Der FvB begrüßt, dass das BMWi explizit das Potenzial von Biomethan als klimaneutrale Alternative zu Erdgas und als Ergänzung strombasierter Erneuerbarer Gase anerkennt. Dazu gehören insbesondere die potenzielle Rolle von Biomethan im Wärmesektor (S. 17,19f), in Verkehrssektor (S. 23f) und in der stofflichen Nutzung (S. 26). Die Aussagen zur Verwendung von Biomethan im Stromsektor (einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung – KWK) sind jedoch im besten Fall äußerst missverständlich, im schlechtesten Fall ungerechtfertigt und inkompatibel mit anderen Aussagen im Text. Sie sollten dementsprechend aus dem Papier entfernt werden.

3.1. Zur Nutzung von Biomethan im Stromsektor

In der Passage zur Nutzung von Gas in der Stromerzeugung bis in etwa 2030 heißt es:

„Der Betrieb bzw. die Befeuerung der Gaskraftwerke erfolgt im Schwerpunkt mit Erdgas. Andere gasförmige Energieträger werden angesichts ihrer hohen Erzeugungskosten bis 2030 im Stromsektor keine relevante Rolle spielen. Die Bedeutung von Biogasen bleibt in der Stromerzeugung begrenzt und wird im nächsten Jahrzehnt voraussichtlich kontinuierlich zurückgehen.“ (S. 30)

Biogas (einschließlich Biomethan) hatte in 2017 mit rund 32 TWh einen Anteil von 5,4 Prozent an der deutschen Bruttostromerzeugung. Unabhängig davon, ob man einen solchen Anteil als „begrenzt“ bezeichnen möchte, stellt sich die Frage, worauf sich die Aussage stützt, dass diese Strommengen bis 2030 kontinuierlich zurückgehen werden. Der bestehende Biogasanlagenpark kann rein technisch auch über 2030 hinaus weiterbetrieben werden. Da die Erzeugung und Nutzung von Biogas wie auch die Nutzung anderer klimaneutraler Gase bis auf Weiteres nicht ohne passende politische Rahmenbedingungen – wie das EEG, die Treibhausgasminderungsquote (THG-Minderungsquote), eine ambitionierte CO₂-Bepreisung oder Ähnliches – wirtschaftlich ist, ist es letztlich eine politische Entscheidung, inwiefern die Stromerzeugung aus Biogas fortgeführt werden soll.

Es ist unklar, ob die oben stehende Aussage eine *Prognose* über die politischen Entscheidungen zukünftiger Regierungen und Parlamente darstellen soll oder ob es sich um eine *Empfehlung* handelt, welche Entscheidungen zukünftige Regierungen und Parlamente fällen *sollten*.

Wenn die Aussage als Prognose des BMWi oder der Teilnehmer des Dialogprozesses zu verstehen ist, dann plädiert der FvB dafür, die Aussage aus dem BMWi-Papier zu streichen. Das Papier soll nach Verständnis des FvB die Zwischenergebnisse einer energiewirtschaftlichen und technischen Fachdiskussion sowie eines Dialoges zwischen dem Ministerium und verschiedenen gesellschaftlichen Akteuren widerspiegeln. Es ist nach Ansicht des FvB deshalb unsachlich, in einem solchen Papier über die politischen Entscheidungen zukünftiger Regierungen und Parlamente zu spekulieren.

Wenn die Aussage hingegen eine Empfehlung sein soll, dann sollte sie explizit als Empfehlung ausgewiesen und klargestellt werden, ob es sich um eine im Konsens getroffene Empfehlung der Teilnehmer des Dialogprozesses oder eine Empfehlung des BMWi handeln soll. In beiden Fällen muss der FvB jedoch widersprechen. Angesichts des politisch gesetzten Ziels, bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung zu erreichen, ist es nicht verantwortbar, den Rückbau von 32 TWh Erneuerbaren Stroms, die 5,4 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs decken, zu empfehlen. Davon abgesehen gab und gibt es zwischen Teilnehmern des Dialogprozesses keinen entsprechenden Konsens, noch nicht einmal eine solche Mehrheitsmeinung. Dieses sollte sich auch im Zwischenergebnispapier widerspiegeln. Nach Ansicht des FvB sollte deshalb der Satz „Die Bedeutung von Biogasen bleibt in der Stromerzeugung begrenzt und wird im nächsten Jahrzehnt voraussichtlich kontinuierlich zurückgehen.“ gestrichen werden.

Letztlich sei hier noch daraufhin gewiesen, dass eine Spannung zwischen den obigen Prognosen bzw. Empfehlungen für die Jahre bis in etwa 2030 und den Prognosen bzw. Empfehlungen für die Jahre danach besteht. In dem Abschnitt für den Zeitraum nach 2030 heißt es: „Mittelfristig ist jedoch von einem Rückgang beim Einsatz von Erdgas auszugehen. *Insbesondere in den Bereichen, in denen sich der Energiebedarf nicht allein über gesteigerte Energieeffizienz und Verstromung aus erneuerbaren Energien decken lässt, werden CO₂-freie und -neutrale Energieträger wie Biogas, grüner/blauer Wasserstoff und PtX-Produkte zunehmend an Bedeutung gewinnen.*“ (S. 32)

Vor dem Hintergrund oben stehenden Prognosen bzw. Empfehlungen für die Jahre bis 2030 ist unklar, was genau diese Prognose bzw. Empfehlung für die Folgejahre bedeutet. Der Strombedarf kann auch in den 2030er Jahren nicht vollständig durch Effizienzsteigerungen, fluktuierende Erneuerbare Energien und Batteriespeicher gedeckt werden. Und wenn im BMWi-Papier der zunehmende Einsatz von CO₂-freien und -neutralen Energieträgern prognostiziert bzw. empfohlen wird, ist nur schwer zu begründen, warum dies kein geeignetes Anwendungsfeld für Biogas sein soll.

3.2. Zur Nutzung von Biomethan im Wärmesektor

Der FvB begrüßt den Vorschlag, die Nutzung von Biomethan zur Wärmeerzeugung, auch im Gebäudesektor, zu stärken und dafür die passenden Rahmenbedingungen zu schaffen. Die Wärmeerzeugung in Gasbrennwertgeräten kann dabei eine Nutzungsoption sein. Eine sehr sinnvolle Option ist aber auch der Einsatz in KWK-Anlagen und/oder Wärmenetzen.

3.3. Zur Nutzung von Biomethan im Mobilitätssektor

Der FvB begrüßt den Vorschlag, die Nutzung von Biomethan in der CNG- und LNG-Mobilität zu stärken. Wie im BMWi-Papier zu Recht beschrieben, sollte bei der Bewertung der THG-Bilanz von Kraftstoffen – aber auch von Brennstoffen in andere Sektoren – die gesamte Vorkette von der Produktion bis zur Verwendung berücksichtigt werden.

4. Zu den Koppelprodukten, Synergieeffekten und weitere volkswirtschaftliche Vorteilen der Biomethanerzeugung

Der FvB hat auf den Sitzungen des Dialogprozesses wiederholt hervorgehoben, dass bei der Bewertung der Biomethan-Technologie nicht nur die betriebswirtschaftlichen Gestehungskosten und die mengenmäßigen Gaserzeugungspotenziale betrachtet werden sollten, sondern auch die volkswirtschaftlichen Vorteile und Potenziale der Koppelprodukte, die bei der Erzeugung von Biomethan entstehen.

Dazu gehören insbesondere:

- Die Bereitstellung von klimaneutralem Dünger, der die Treibhausgasbilanz landwirtschaftlicher Produktion verbessert und zur Erreichung von Klimazielen im Landwirtschaftssektor beiträgt. Der FvB begrüßt, dass im BMWi-Papier zumindest von der „Dekarbonisierung der Landwirtschaft“ gesprochen wird.
- Die Vermeidung von Methanemissionen aus der Güllelagerung. Durch die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen werden neben der Erzeugung der klimafreundlichen Energie die Emissionen vermieden, die bei einer offenen Lagerung der Gülle entstünden. Aktuell werden dadurch rund 2,2 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden; die heutigen Potenziale ermöglichen eine Reduktion um weitere 3,1 Millionen Tonnen.¹¹
- Der Anbau alternativer, ökologisch besonders wertvoller Kulturen fördert die Artenvielfalt (insbesondere bei Insekten) und durch die verstärkte Durchwurzelung des Bodens die Bindung von CO₂ und den Grundwasserschutz.
- Die Bereitstellung von klimaneutralem CO₂, auch für die Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen. Wie oben beschrieben ist die Biogaserzeugung und -aufbereitung deshalb der ideale Partner der Elektrolyse.
- Die Auswirkungen auf die regionale Wertschöpfung. Aktuell umfasst die Biogasbranche in Deutschland ca. 40.000 Arbeitsplätze, vorwiegend in ländlichen Regionen.
- Bei einer Inwertsetzung der Koppelprodukte, z.B. durch eine Entlohnung von Treibhausgasinsparungen in der Landwirtschaft oder einer erhöhten Nachfrage nach klimaneutralem CO₂, sinken zudem die spezifischen Gasgestehungskosten von Biomethan (auch wenn das Potenzial hier deutlich geringer ist als bei strombasierten Energieträgern).
- Der Import von Biomethan kann zudem zu Synergieeffekten mit anderen Politikfeldern führen, z.B. indem die erzeugten Gärprodukte im Exportland für den Aufbau von Humus auf degradierten Ackerflächen und somit eine Steigerung der Bodenqualität genutzt wird.

Der FvB bittet, dass diese Aspekte in das BMWi-Papier aufgenommen werden.

¹¹ Quelle: FvB-Berechnungen

5. Zu den Handlungsempfehlungen

5.1. Erzeugung und Herkunft

Wie aufgezeigt bieten die Biogastechnologie und insbesondere auch der vorhandene Anlagenbestand großes Potenzial zur Bereitstellung kostengünstiger klimaneutraler Gase. Angesichts des drohenden Endes der EEG-Vergütung für viele Bestandsanlagen benötigt die Branche sobald wie möglich das Signal, dass ein Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Vergütung mit Umrüstung auf die Gasaufbereitung politisch gewünscht ist. Daneben muss natürlich auch ein entsprechender Rahmen zur Refinanzierung der Anlagen geschaffen werden. Der FvB unterstützt deshalb die zeitnahe Durchführung eines Stakeholderdialogs um die Rolle von Biomethan (und ggf. weiteren biogenen Gasen) zu definieren und Instrumente zu bestimmen, wie das Potenzial von Biomethan gehoben werden kann.

Viele Biogaseinspeiseanlagen sind aufgrund der fehlenden Absatzmärkte wirtschaftlich sehr stark unter Druck geraten. Als Maßnahme zu einer kurzfristigen Stabilisierung des Anlagenbestands empfiehlt der FvB deshalb eine Verlängerung der vermiedenen Netznutzungsentgelte Gas über die bisherigen 10 Jahre hinaus.

5.2. Infrastruktur

Der FvB unterstützt Bemühungen der Bundesregierung, die Länder zu ermutigen, langfristige regionale und kommunale Planungen zur Energieversorgung voranzutreiben. Dabei sollte jeweils auch untersucht werden, inwiefern bestehende Biogasanlagen durch Sammelleitungen verbunden und auf eine Gasaufbereitung und –einspeisung umgerüstet werden können. Auch die Möglichkeit zur Installation eines Elektrolyseurs sollte dabei geprüft werden.

Begleitend könnte ein Förderprogramm für die Planung und Durchführung solcher Projekte eingeführt werden.

5.3. Verwendung im Gebäudebereich

Der FvB unterstützt eine Überarbeitung des Rechtsrahmens für Biomethan im Gebäudesektor. Handlungsbedarf besteht zum einen bei den Primärenergiefaktoren in der Energieeinsparverordnung (EnEV), in der Biomethan und Erdgas gleichgestellt sind, und zum anderen bei der Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien im Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG), das einen Einsatz von Biomethan im Brennwertkessel nicht als Erfüllungsoption anerkennt. Mit der Zusammenführung dieser Regelwerke zu einem Gebäudeenergiegesetz (GEG) sollten diese Hemmnisse für den Einsatz von Biomethan im Gebäudesektor überarbeitet werden,

Weitere Vorschläge finden sich in der Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie zum Referentenentwurf eines GEG vom 27.6.2019 (abrufbar auf www.biogas.org).

5.4. Verwendung im Mobilitätsbereich

Der FvB unterstützt eine zügige Umsetzung der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) ebenso wie die Einführung des Well-to-Wheel-Ansatzes bei den EU-Flottenzielen.

Für die Stärkung des Einsatzes von Biomethan im Verkehrssektor ist nach Ansicht des FvB eine Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote das Mittel der Wahl. Dazu gehört eine ambitionierte, schrittweise Erhöhung der Gesamtquote, beginnend mit 7 Prozent für das Jahr 2021 (aktuell 6 Prozent) und einer Steigerung auf 16 Prozent für das Jahr 2030. Darüber hinaus bietet sich eine ambitionierte Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe an, die Einführung einer Gutschrift für vermiedene Methanemissionen bei Biomethan aus Gülle sowie die Möglichkeit zur Anrechnung von LNG und Bio-LNG.

5.5. Verwendung zur Stromerzeugung und in KWK-Anlagen

Der FvB plädiert für die Schaffung von Absatzmärkten für Biomethan und die Umrüstung des Anlagenbestands, wo dies sinnvoll und wirtschaftlich darstellbar ist. Viele bestehende Biogasanlagen laufen auf das Ende ihres EEG-Vergütungszeitraums zu, ohne dass es eine solche Perspektive gibt. Bis diese geschaffen ist, sollte der Anlagenbestand durch die Möglichkeit, einen zweiten EEG-Vergütungszeitraum zu ersteigern, stabilisiert werden. Die Ausschreibungsvolumina sollten über 2022 hinaus verlängert und zu einem „Stabilisierungspfad“ weiterentwickelt werden. Daneben ist auch eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns notwendig, insbesondere eine Anhebung der Gebotshöchstwerte. Weitere Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG finden sich in dem entsprechenden Positionspapier der Bioenergieverbände vom Dezember 2018 (abrufbar auf www.biogas.org).

Einen Schritt hin zur Schaffung eines Absatzmarktes für Biomethan für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung wäre zudem eine Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Hier bietet sich die Öffnung der Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme an, von denen Wärme aus Biomethan derzeit ausgeschlossen ist, sowie die Einführung eines Bonus für Erneuerbare Wärme im regulären Fördersegment. Weitere Vorschläge zur Weiterentwicklung des KWKG finden sich in der Stellungnahme des BEE zum KWKG-Evaluierungsbericht vom Juli 2019 (abrufbar auf www.bee-ev.de).

Stellungnahme

18.09.2019



6. Kontakt

Fachverband Biogas e.V.

Sandra Rostek

Leiterin Berliner Büro

sandra.rostek@biogas.org

+49 (0) 30 | 27 58 179 00

www.biogas.org