

Kurzstellungnahme

Anlässlich der Ausschussanhörung zum Änderungsantrag der Regierungsfraktionen zum Solarpaket vom 15.04.2024

Stand: 19.04.2024

Der Fachverband Biogas e.V. hat sich seit seiner Gründung im Jahr 1992 zu Deutschlands und Europas größter und führender Interessensvertretung der Biogas-Branche entwickelt. Er vertritt Hersteller, Anlagenbauer, landwirtschaftliche wie auch industrielle Biogasanlagenbetreiber und Institutionen mit dem Ziel der Förderung des Umweltschutzes und der Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung. Satzungsgemäß verfolgt der Fachverband Biogas folgende Primärziele:

- Förderung von technischen Entwicklungen im Biogasbereich,
- Förderung, Auswertung und Vermittlung von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praktischen Erfahrungen aus dem Bereich der Biogastechnik zum Wohle der Allgemeinheit und der Umwelt,
- Durchführung von Schulungen für Praxis und Beratung,
- Herausgabe von Publikationen in Schrift, Bild und Ton,
- Förderung des Erfahrungsaustausches durch Beteiligungen und Durchführung von Ausstellungen, Tagungen und anderen Veranstaltungen,
- Förderung des internationalen Erfahrungsaustausches durch Herstellung und Pflege von Kontakten im In- und Ausland,
- Förderung eines Beratungsnetzes durch Mitglieder in den verschiedenen Regionen,
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Planung und Errichtung von Biogasanlagen und Anlagenkomponenten.
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Gärprodukte
- Erarbeitung von Qualitätsstandards zum Betrieb von Biogasanlagen

Auf europäischer Ebene wird der Fachverband Biogas von dem Europäischen Biogasverband (EBA) vertreten, der sich im Jahr 2009 gründete und nunmehr Mitglieder aus 25 EU-Mitgliedsstaaten umfasst.

Kontakt:

Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising

Telefon: 08161-984660
Telefax: 08161-984670
E-Mail: info@biogas.org
Internet: www.biogas.org

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	4
1. Zu den Neuregelungen im Solarpaket.....	5
1.1. Zur Streichung der Mindestverweilzeit von Substraten im gasdichten System (Änderung von § 9 Abs. 5 und § 100 Abs. 1 Nr. 4).....	5
1.2. Zur Beibehaltung von zwei Biomasse-Ausschreibungen pro Jahr (Änderung von § 28c Abs. 1) 5	5
1.3. Zur Erhöhung der Biomasse-Ausschreibungsvolumina um nicht in Anspruch genommene Biomethan-Volumina (Änderung von § 28c Abs. 3 Nr. 1).....	5
1.4. Zur Verlängerung der Realisierungsfristen in den Biomethan-Ausschreibungen (Änderung von §§ 39j, 55; Einführung § 100 Abs. 36 - neu)	6
1.5. Zur Erweiterung der BNetzA-Kompetenzen zur Anhebung des Höchstwerts für Biomasse (Änderung von § 85a Abs. 1 Satz 2).....	6
1.6. Zur befristeten Aussetzung der Südquote in den Biomasse-Ausschreibungen (Einführung § 100 Abs. 37 - neu).....	7
1.7. Zur befristeten Ausweitung der Biomethan-Ausschreibungen auf ganz Deutschland (Einführung § 100 Abs. 37 - neu)	7
1.8. Zur Möglichkeit für 75-kW-Anlagen, ihre installierte Leistung auf 150 kW zu erhöhen (Einführung § 100 Abs. 38 - neu)	8
2. Drohende Stilllegungswelle & Stagnation bei der Flexibilisierung werden im Solarpaket nicht adressiert.....	8
2.1. Das Biomasse-Ausschreibungsvolumen im EEG ist weiterhin viel zu gering.	9
2.2. Investitionszuschuss für Flexibilisierung ist wegen Inflation und Zinssteigerung nicht mehr kostendeckend.....	10
2.3. Schlussfolgerung: Weitere EEG-Reform für Biomasse notwendig.....	10
3. Ansprechpartner	11

Das Wichtigste in Kürze

1. Der Änderungsantrag zum Solarpaket enthält **mehrere wichtige Verbesserungen** für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas und Biomethan. **Besonders zu begrüßen sind:**

- Die befristete Aussetzung der Südquote in den Biomasse-Ausschreibungen und die Ausweitung des Biomethan-Ausschreibungen auf ganz Deutschland bis inkl. 2027
- Die (anteilige) Verschiebung nicht in Anspruch genommener Biomethan-Volumina in die Biomasse-Ausschreibungen
- Die Abschaffung der Mindestverweilzeit von Gärsubstraten im gasdichten System
- Die Ausweitung der BNetzA-Kompetenzen zur Erhöhung des Gebotshöchstwerts
- Die Möglichkeit für bestehende Güllekleinanlagen zur Erhöhung der installierten Leistung.

2. **Einige Neuregelungen sollten noch nachgebessert werden:**

- Die Südquote für Biomasseanlagen sollte dauerhaft gestrichen und die Biomethan-Ausschreibungen dauerhaft auf ganz Deutschland ausgeweitet werden.
- Wenn Güllekleinanlagen ihre Leistung erhöhen, sollte die Vergütung nicht auf die tatsächliche Stromeinspeisung in den vergangenen drei Jahren begrenzt werden, sondern pauschal auf eine Bemessungsleistung von 75 kW.

3. Trotz aller Verbesserungen für die Biomasse darf das Solarpaket nur ein erster Schritt sein und eine **weitere EEG-Reform muss schnell folgen:**

- Das **Biomasse-Ausschreibungsvolumen** ist so gering, dass die Stilllegung tausender Anlagen und der Verlust von 34 TWh erneuerbarer regelbarer Stromerzeugung und 23 TWh erneuerbarer Wärmeerzeugung die Folge ist. Das Volumen muss **stark erhöht** werden.
- Um die Umrüstung von Biogasanlagen auf eine flexible Strom- und Wärmeerzeugung anzurei-zen, muss der **Investitionszuschuss für die Flexibilisierung** (Flexibilitätszuschlag) **an die Inflation der letzten Jahre sowie die gestiegenen Zinsen angepasst** und auf mind. 120 Euro/kW erhöht werden. Diese inflationsbedingte Anpassung sollte auch für Anlagen gelten, die bereits einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten haben bzw. den Zuschlag bereits nutzen.
- Die **Gebotshöchstwerte und Vergütungssätze** sollten **an die gestiegenen Investitions- und Betriebskosten angepasst** werden.

1. Zu den Neuregelungen im Solarpaket

1.1. Zur Streichung der Mindestverweilzeit von Substraten im gasdichten System (Änderung von § 9 Abs. 5 und § 100 Abs. 1 Nr. 4)

Mit der Änderung von § 9 Abs. 5 EEG (Nr. 7 Buchstabe c) bzw. der entsprechenden Übergangsregelung im neuen § 100 Abs. 1 Nr. 4 (Nr. 64 Buchstabe a) wird die bisherige Anforderung nach einer Mindestverweilzeit von mindestens 150 Tage im gasdichten System für neue Biogasanlagen (EEG 2023) sowie Bestandsanlagen (EEG 2012-2021) abgeschafft. Der **FvB begrüßt diese Änderung sehr.**

Erstens: Emissionsminderung im EEG zu regeln ist schlicht nicht mehr notwendig. Der ursprüngliche Anlass, überhaupt Maßgaben zur Emissionsminderung aus der Gärrestlagerung ins EEG aufzunehmen (erstmals EEG 2009), war, dass dies damals in keinem anderen Regelwerk verankert war. Diese Lücke wurde aber immissionsschutzseitig bereits mit der Veröffentlichung der VDI 3475/Blatt 4 und 5 geschlossen. Die Anforderungen dieser VDI-Richtlinien, die unabhängig von der konkreten Genehmigung einer Anlage gelte, haben sich seitdem im Vollzug fest etabliert. Damit war die Aufnahme der 150-Tage-Regelung im EEG 2012 eigentlich bereits überflüssig. Seit 2021 bildet die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) den aktuellen fachlichen Stand zur Methanemissionsminderung aus der Gärrestlagerung ab (die VDI Richtlinien werden aktuell angepasst). Damit bestehen heute entsprechende technische Anforderungen außerhalb des EEG, die auf alle Biogasanlagen Anwendung finden.

Zweitens: Die aktuellen technischen Regelwerke sind technologieoffener und flexibler; eine Mindestverweilzeit von 150 Tagen, wie sie im EEG gefordert wird, ist nicht die Einzige, aber die mit Abstand teuerste Möglichkeit Methanemissionen aus der Gärrestlagerung zu minimieren. Eine Abschaffung der Mindestverweilzeit im EEG kann deshalb Kosten einsparen und Innovationen anreizen.

Drittens: Die Mindestverweilzeit von 150 im EEG Tagen stellte ein großes Hemmnis für den Einsatz von höheren Anteilen an Gülle dar. Gülle nimmt aufgrund ihrer geringen Energiedichte viel Volumen und Lagerkapazität in Anspruch; ein erhöhter Einsatz führt aufgrund der 150-tägigen Mindestverweilzeit deshalb in der Regel zu einem zusätzlichen Bedarf an gasdichtem Volumen mit entsprechend hohen Investitionskosten. Da vergorene Gülle aber ohnehin kaum Methanemissionen aufweist, wirkte die EEG-Regelung damit aus Sicht von Immissions- und Klimaschutz sogar kontraproduktiv.

In diesem Zusammenhang muss angemerkt werden, dass eine analoge Regelung aus dem EEG 2009, nach der alle Gärrestlager gasdicht abzudecken sind, fortbesteht. Für Anlagen, die in den Jahren 2009 bis 2011 in Betrieb gegangen sind, gelten also weiterhin starre EEG-Anforderungen bezüglich der Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen, die erst bei einem möglichen Wechsel in die EEG-Anschlussregelung entfallen und bis dahin ein Hemmnis für eine Weiterentwicklung der Anlagen darstellen. Aus den oben genannten Gründen und auch im Sinne einer Gleichbehandlung sollte diese Anforderung im EEG 2009 ebenfalls entfallen.

1.2. Zur Beibehaltung von zwei Biomasse-Ausschreibungen pro Jahr (Änderung von § 28c Abs. 1)

Angesichts der notwendigen Erhöhung des Biomasse-Ausschreibungsvolumens ist auch die Beibehaltung von **zwei Ausschreibungsterminen sinnvoll.**

1.3. Zur Erhöhung der Biomasse-Ausschreibungsvolumina um nicht in Anspruch genommene Biomethan-Volumina (Änderung von § 28c Abs. 3 Nr. 1)

Das Biomasse-Ausschreibungsvolumen im EEG 2023 ist viel zu gering (siehe unten, Abschnitt 2). Im Oktober 2023 kam es zu einer dreifachen Überzeichnung des Ausschreibungsvolumens. Da ab 2024 immer mehr Anlagen das Ende ihres ersten EEG-Vergütungszeitraums erreichen ist von einem weiteren

Anstieg des benötigten Volumens bzw. entsprechenden Stilllegungen bei Anlagen, die nicht bezu-schlagt werden, auszugehen.

Die ab 2025 vorgesehene Verschiebung vom 29 Prozent der nicht in Anspruch genommenen Biome-than-Ausschreibungsvolumina in die **Biomasse-Ausschreibung** (Nr. 25 Buchstabe b zur Änderung von § 28c Abs. 3 Nr. 1 & Folgeänderungen in Nr. 26), **kann dieses Problem kurzfristig leicht mildern reicht jedoch bei weitem nicht aus**. Unter der Annahme, dass es wie in den vergangenen Jahren keine Gebote bei den Biomethan-Ausschreibungen gibt, ergäbe sich folgende Entwicklung:

Maximales Biomasse-Ausschreibungsvolumen nach Änderung (in MW inst)				
	2023	2024	2025 (neu)	2026-2028 (neu)
Biomasse-Volumen laut § 28 c EEG 2023	600	500	400	300
Biomethan-Volumen laut § 28d EEG 2023	600	600	600	600
Übertrag ungenutztes Biomethan-Volumen (maximal)	-	-	174	174
Summe neues Biomasse-Volumen (maximal)	600	500	574	474

Selbst wenn in 2024 kein einziges Gebot für die Biomethan-Ausschreibungen eingereicht würde, läge das Ausschreibungsvolumen in 2025 noch unter dem Niveau von 2023, in 2026-2028 läge es sogar noch unter dem Niveau von 2024. **Notwendig ist vielmehr ein Ausschreibungsvolumen von 1.800 MW pro Jahr.**

1.4. Zur Verlängerung der Realisierungsfristen in den Biomethan-Aus-schreibungen (Änderung von §§ 39j, 55; Einführung § 100 Abs. 36 - neu)

Mit dem Änderungsantrag soll die Realisierungsfrist für neue Biomethan-Anlagen (Änderung von §§ 39j & 55) sowie für bereits bezuschlagte Biomethan-Anlagen (§ 100 Abs. 36 - neu) um jeweils 6 Monate verlängert werden. Der **FvB begrüßt diese Verlängerung** ausdrücklich.

1.5. Zur Erweiterung der BNetzA-Kompetenzen zur Anhebung des Höchstwerts für Biomasse (Änderung von § 85a Abs. 1 Satz 2)

Angesichts gestiegener Investitions- und Betriebskosten sowie neuer Anforderungen sind die Bio-masse-Ausschreibungen für den Bau von Neuanlagen als auch für den Weiterbetrieb vieler Bestands-anlagen nach Ablauf des ersten EEG-Vergütungszeitraums derzeit nicht attraktiv. Mit der Änderung von § 84a Abs. 1 Satz 2 wird die Kompetenz der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Anhebung der Gebots-höchstwerte einheitlich auf 15 Prozent festgelegt, was bei den Biomasse-Ausschreibungen eine Aus-weitung des Spielraums darstellt (bisher: 10 Prozent). Die **Kompetenzausweitung in Bezug auf die Biomasse ist deshalb zu begrüßen.**

In diesem Zusammenhang muss jedoch angemerkt werden, dass eine **gesetzliche Anhebung und/oder eine Ausweitung des BNetzA-Spielraums auf 20 Prozent sachgerechter** wäre. Aus Basis eines Gutachtens des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) hat die BNetzA im Januar 2023 empfohlen, die Gebotshöchstwerte gegenüber 2022 um 20 Prozent anzuheben, damit sie in etwa die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen abbilden. Aufgrund der Begrenzung auf damals 10 Prozent konnte die BNetzA die Höchstwerte jedoch nur um die Hälfte anheben; eine weitere Anhebung um 10 Prozent müsste dementsprechend nun gesetzgeberisch erfolgen.¹

Darüber hinaus ist unabhängig von der Kompetenz der BNetzA eine gesetzliche Anhebung der Höchst-werte anzustreben, um auch den Rahmen für Planungen sicherer zu gestalten. Eine **Anhebung der**

¹ Die BNetzA-Festlegung eines um 10 Prozent erhöhten Gebotshöchstwerts und der Hinweis, dieser hätte um mind. 20 Prozent erhöht werden müssen, ist abrufbar unter [Sitbonn01.d223022216240 \(bundesnetzagentur.de\)](https://sitbonn01.d223022216240.bundesnetzagentur.de)

anzulegenden Werte in den Festvergütungen erfolgte bislang nicht, muss also ebenfalls gesetzgeberisch erfolgen.

1.6. Zur befristeten Aussetzung der Südquote in den Biomasse-Ausschreibungen (Einführung § 100 Abs. 37 - neu)

Die **Aussetzung der Südquote** bis inkl. 2027 (Nr. 64 Buchstabe e zur Einführung von § 100 Abs. 37 - neu) ist **uneingeschränkt zu begrüßen** – tatsächlich sollte die Südquote aus mehreren Gründen auch nach 2027 entfallen.

Erstens: Die Südquote in den regulären Biomasse-Ausschreibungen führt nicht zu einer regionalen Verlagerung des Zubaus flexibler Leistung in die Südregion. Die Südquote für Biomasse in der Biomasse-Ausschreibung wird insbesondere damit begründet, dass verstärkt steuerbare Leistung in der Südregion zugebaut werden soll. Die Südquote kann diesen Zweck jedoch nicht erfüllen. Aufgrund der niedrigen Gebotshöchstwerte und des geringen Ausschreibungsvolumens ist nicht davon auszugehen, dass mit der Biomasse-Ausschreibung nennenswert der Bau neuer Anlagen angereizt wird. Der Sinn der Biomasse-Ausschreibung ist deshalb vielmehr, die bestehenden Bioenergieanlagen, insbesondere flexible Biogasanlagen, nach Auslaufen des ersten EEG-Vergütungszeitraums fortzuführen und zu optimieren. Dementsprechend wurden im Oktober 2023 93 Prozent der Gebote von Bestandsanlagen eingereicht.

Zweitens: Eine Südquote von 50 Prozent führt sogar zu einem Abbau flexibler Leistung außerhalb der Südregion. Da im Rahmen der Biomasse-Ausschreibungen keine nennenswerten Neuanlagen angereizt werden, ist die Südquote de facto eine Begrenzung für den Anlagenbestand außerhalb der Südregion. Insbesondere beim Biogasanlagenpark befinden sich jedoch etwa zwei Drittel der installierten Leistung *außerhalb* der Südregion.² Eine Südquote von 50 Prozent bedeutet dementsprechend einen Abbau der installierten Leistung außerhalb der Südregion.

Drittens: Flexible Biogasanlagen außerhalb der Südregion tragen nicht zu den Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz bei. Ein Abbau dieser Anlagen wirkt dementsprechend auch nicht netzentlastend. Die Südquote wurde auch damit begründet, dass die Stromerzeugung aus Biomasse stärker südlich der Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz stattfinden sollte, um die Netzengpässe zu entschärfen. Diese Netzengpässe entstehen jedoch typischerweise durch hohes Windstromaufkommen in Norddeutschland. In dieser Zeit brechen die Börsenstrompreise ein, so dass flexible Biogasanlagen ohnehin ihre Stromerzeugung herunterfahren. Folglich tragen flexible Biogasanlagen außerhalb der Südregion nicht maßgeblich zur den Nord-Süd-Engpässen bei.

1.7. Zur befristeten Ausweitung der Biomethan-Ausschreibungen auf ganz Deutschland (Einführung § 100 Abs. 37 - neu)

Die **Ausweitung der Biomethan-Ausschreibungen** auf ganz Deutschland bis inkl. 2027 (§ 100 Abs. 37 - neu) ist **uneingeschränkt zu begrüßen**. Die Beschränkung auf die Südregion führt dazu, dass Projekte, für die es potenzielle Investoren gibt und die eigentlich wirtschaftlich wären, nicht realisiert werden können. Die Begrenzung auf die Südregion ist zudem auch energiewirtschaftlich nicht sinnvoll, da gesicherte und flexible Leistung genauso außerhalb der Südregion benötigt wird. Aus diesem Grund sollten die Biomethan-Ausschreibungen auch nach 2027 für Standorte aus ganz Deutschland geöffnet bleiben.

² Summe der Biogas-Leistung in Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz & Saarland: 2.125 MW inst. (36%); Summe der Biogas-Leistung der anderen Bundesländer: 3.770 MW inst. (64%). Quelle: Branchenzahlen des Fachverband Biogas e.V. für das Jahr 2022; siehe: [23-09-25_Biogas_Branchenzahlen-2022_Prognose-2023.pdf](https://www.biogas-verband.de/branchenzahlen-2022-prognose-2023.pdf)

1.8. Zur Möglichkeit für 75-kW-Anlagen, ihre installierte Leistung auf 150 kW zu erhöhen (Einführung § 100 Abs. 38 - neu)

Die Regelung ist grundsätzlich sehr zu begrüßen – jedoch ist sie in ihrer jetzigen Ausgestaltung für bestimmte Anlagentypen nicht attraktiv und führt zu unnötigem Aufwand für Anlagen- und Netzbetreiber.

Zu kritisieren ist insbesondere die Begrenzung des bestehenden Vergütungsanspruchs auf die Strommenge, die die Anlage in den drei Kalenderjahren vor der Erhöhung **eingespeist** hat.

Erstens: Da in den letzten Jahren die Endkundenpreise für den Bezug von Strom stark angestiegen sind, sind viele Anlagen dazu übergegangen, einen Teil des produzierten Stroms selbst zu verbrauchen anstatt ihn einzuspeisen. Zudem konnten einige Betriebe aufgrund prozessbiologischer Probleme oder schwankender Tierbestände / fehlender Güllmengen die bisher zulässige Stromeinspeisung nicht erreichen. In beiden Fällen wird durch die Begrenzung des Vergütungsanspruchs auf die in den letzten Jahren tatsächlich eingespeiste Menge nun auch der Vergütungsanspruch für die Zukunft eingeschränkt, insofern sie die Neuregelung in Anspruch nehmen. In diesen Fällen wird die Neuregelung deshalb **nicht in Anspruch genommen** werden, das Potential, zusätzliches Biogas aus Gülle und Mist zu erzeugen, bleibt ungenutzt.

Zweitens: Da die tatsächlich eingespeiste Strommenge z.B. aufgrund eines varierenden Eigenverbrauchs oder sich ändernder Biogasproduktion schwanken ist die Ermittlung der zukünftig vergütungsfähigen Strommengen für den Anlagenbetreiber und den Netzbetreiber – der dies prüfen muss – **umständlich und unnötig aufwendig**. Eine pauschale Festlegung der vergütungsfähigen Strommenge im EEG würde für Anlagen- und Netzbetreiber den Aufwand deutlich reduzieren.

Vorschlag: Güllekleinanlagen, die die Neuregelung in Anspruch nehmen, erhalten ihre **EEG-Vergütung grundsätzlich bis zu einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt pro Jahr**. So führen ggf. niedrigere Einspeisemengen in den Vorjahren nicht zu einer Reduzierung der vergütungsfähigen Strommenge in der Zukunft ohne dass ggü. dem Status Quo neue Vergütungsansprüche entstehen würden. Außerdem kann die rückwirkende Ermittlung der Einspeisemengen in früheren Kalenderjahren entfallen, was wiederum Aufwand bei Analgen- und Netzbetreiber einspart.

Konkret schlagen wir folgende Änderung am neuen § 100 Abs. 38 Sätze 2 und 3 vor:

„(38) [...] Der nach Satz 1 fortbestehende Vergütungsanspruch ist jährlich auf die Strommenge begrenzt, die einer Bemessungsleistung von einschließlich 75 kW entspricht, in den drei der Leistungserhöhung vorangegangenen Kalenderjahren durchschnittlich innerhalb eines Kalenderjahrs in das Netz eingespeist und vergütet wurde. Darüber hinaus besteht kein Vergütungsanspruch nach diesem Gesetz für Strommengen, die aufgrund der Leistungserhöhung nach Satz 1 erzeugt werden.“

2. Drohende Stilllegungswelle & Stagnation bei der Flexibilisierung werden im Solarpaket nicht adressiert

Aktuell erzeugen knapp 10.000 dezentrale Biogasanlagen in Deutschland Biogas. Sie bilden damit perspektivisch ein ideales regionales Backup für die dezentral einspeisenden Quellen Wind und Solar und die lokale klimaneutrale Wärmeversorgung. Der weitaus größte Teil des Biogases wird in Blockheizkraftwerken (BHKW) in 34 TWh Strom und zu etwa der gleichen Menge zu Wärme umgewandelt, die z.B. über Wärmenetze verteilt wird oder einzelne Gebäudequartiere oder gewerbliche Abnehmer versorgt. Der Biogasanlagenpark in Deutschland hat heute eine installierte Leistung von 5,9 GW.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ermöglicht es, die Stromerzeugung aus Biogas auf die Zeiten zu verschieben, in denen Wind- und Solaranlagen nicht ausreichend Strom produzieren. Dafür muss die installierte Leistung der Anlagen erhöht („überbaut“) und müssen zusätzliche Gas- und Wärmespeicher gebaut werden, um Biogas in Zeiten mit hohem Solar- und Windstromanteil zu speichern.

Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands ließen sich bei gleicher

Biomassemenge 12 GW installierte Leistung bis 2030 bereitstellen, bis 2040 sogar 24 GW.

Flexibilisiert wird übrigens schon heute, denn noch vor wenigen Jahren liefen Biogasanlagen 8.000 Volllaststunden pro Jahr und mehr. Durch Investitionen in die flexible Fahrweise wurden diese auf durchschnittlich 5.740 Volllaststunden gesenkt – bei mengenmäßig gleichbleibender, aber flexibler Stromerzeugung.

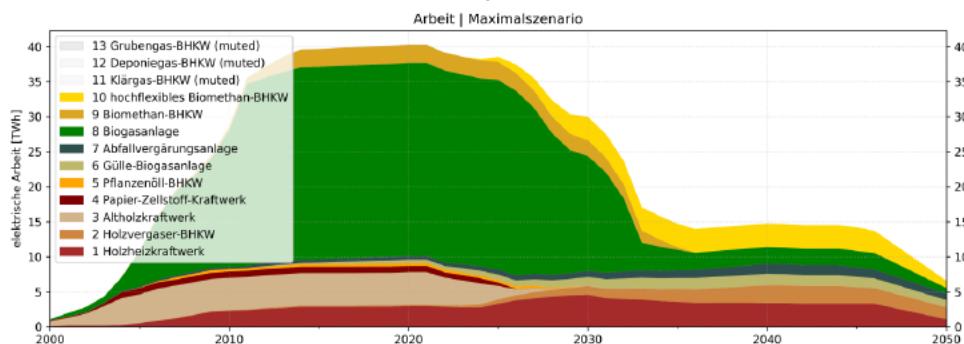
2.1. Das Biomasse-Ausschreibungsvolume im EEG ist weiterhin viel zu gering.

Im Dezember 2023 wurden die Ergebnisse der jüngsten Biomasse-Ausschreibung bekannt. Insbesondere für die tausenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen, deren erster Vergütungszeitraum in den nächsten Jahren endet, sind die Ergebnisse aus mehreren Gründen alarmierend und lassen für die nächsten Jahre dramatische Entwicklungen erahnen:

Erstens: Das Biomasse-Ausschreibungsvolume ist so gering, dass die Stilllegung tausender Anlagen und der Verlust von 34 TWh erneuerbarer regelbarer Stromerzeugung und 23 TWh erneuerbarer Wärmeerzeugung die Folge ist.

Im Herbst 2023 wurden auf ein ausgeschriebenes Volumen von 288 MW 892 Gebote mit einer Gesamtleistung von 910 MW eingereicht; 93 Prozent der Gebote wurden für Bestandsanlagen abgegeben, die eine Anschlussvergütung für die Zeit nach Ablauf des ersten Vergütungszeitraums benötigen. Damit wurden 622 Gebote mit einer Leistung von 622 MW nicht bezuschlagt – soweit bekannt ausschließlich für Bestandsanlagen. Das bedeutet auch, dass 622 Anlagen mit einer Leistung von 622 MW weiter Strom und Wärme produzieren möchten, ihnen aber keine Chance dafür gegeben wird. In 2024 steigt der Kreis der Biogasanlagen, die ebenfalls noch keine Perspektive für die Zeit nach Auslaufen ihrer EEG-Vergütung besitzen, weiter an. Verschärfend wurde gemäß EEG 2023 das Biomasse-Ausschreibungsvolume in 2024 sogar abgesenkt und wird in den Folgejahren weiter sinken.

Das DBFZ hat berechnet, dass selbst bei einer vollständigen Ausschöpfung der EEG-Ausschreibungsvolume im EEG 2023 sich die Stromerzeugung aus Biomasse innerhalb der nächsten zehn Jahre mehr als halbieren wird:³



Zweitens: Der drastisch steigende Bedarf einer EEG-Anschlussregelung für bestehende Biogasanlagen trifft auf einen starken Anstieg der Betriebs- und Investitionskosten.

Generell sind seit der Inbetriebnahme der Anlagen die Kosten für Investitionen in technische Anlagenkomponenten, die regelmäßig erneuert werden müssen, für Investitionen in Technik zur Flexibilisierung und Wärmeauskopplung sowie für Wartung und Reparaturen im Rahmen der üblichen Inflationsraten stark gestiegen. Neue regulatorische Auflagen erforderten zudem Neuinvestitionen, z.B. in die Abdichtung von Gärrestlagern, die Nachrüstung von Katalysatoren oder die Umwallung des Anlagengeländes. Diese Investitionen müssen auch bei bestehenden Anlagen abgeschrieben bzw. laufende Kredite

³ [DBFZ \(2023\), Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland](#)

bedient werden, wobei auch die Zinssätze angezogen haben. Seit Beginn des Ukrainekriegs kamen weitere Steigerungen der Investitions- und Betriebskosten hinzu.⁴

Das niedrige Ausschreibungsvolumen verschärft die Problematik der zu geringen EEG-Finanzierung weiter. Viele Biogasanlagen, die kurz vor Ende ihres ersten Vergütungszeitraums stehen, würden ohne kurzfristigen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren jegliche EEG-Finanzierung verlieren. Diese Anlagen müssen notgedrungen ein Gebot unterhalb ihrer Produktionskosten abgeben, um überhaupt eine Anschlussfinanzierung zu haben. Mit der ersteigerten Vergütung können dann jedoch nur die Betriebskosten gedeckt, aber keine Rücklagen für Ersatzinvestitionen gebildet oder Investitionen in zukunftsähnige Anlagenkonzepte getätigt werden. Viele Anlagen werden dann nur wenige Jahre weiterbetrieben und bei einem größeren Investitionsbedarf stillgelegt. Angesichts dringend benötigter Kraftwerkskapazitäten und Wärmequellen für die kommunale Wärmeplanung ist dies eine vollkommen falsche Entwicklung.

Drittens: Selbst verbesserte Biomethan-Ausschreibungen können die Stilllegungen und den Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse nicht verhindern.

In diesem Zusammenhang möchten wir auch darauf hinweisen, dass zwar viele Biogasanlagen von der direkten Verstromung auf die Biomethaneinspeisung umgerüstet werden können, noch mehr aber auch nicht, zumal die Rahmenbedingungen in diesem Bereich derzeit auch sehr unsicher sind. Die schlechten Rahmenbedingungen für Biogasanlagen im EEG führen deshalb nur begrenzt zu einer Steigerung der Biomethanerzeugung, sondern überwiegend zu einer Stilllegung von bestehenden Verstromungsanlagen.⁵

2.2. Investitionszuschuss für Flexibilisierung ist wegen Inflation und Zinssteigerung nicht mehr kostendeckend.

Die Mehrkosten für die Flexibilisierung, sollten eigentlich über einen Investitionszuschuss im EEG (Flexibilitätszuschlag) zumindest teilweise gedeckt werden, damit Banken Kredite für die notwendigen Investitionen gewähren. Aufgrund der mit der Inflation steigenden Preise für technische und bauliche Anlagenkomponenten sowie der deutlich gestiegenen Zinsen ist der Flexibilitätszuschlag heute jedoch bei weitem nicht mehr Kosten deckend. Derzeit fehlt eine Anpassung des Anreizsystems an die gestiegenen Kosten. Nach einem zwischenzeitigen Investitionsschub für die Flexibilisierung stagniert diese inzwischen.

2.3. Schlussfolgerung: Weitere EEG-Reform für Biomasse notwendig

Aus den beschriebenen Gründen ist es dringend erforderlich, die **Rahmenbedingungen für Biogasanlagen im EEG kurzfristig noch weiter zu verbessern**. Der größte Handlungsbedarf besteht dabei in folgenden Feldern:

1. **Das Biomasse-Ausschreibungsvolumen muss auf 1.800 MW ab 2025 erhöht werden.** Die Förderung neuer Gaskraftwerke zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie kann entsprechend reduziert werden.
2. **Der Flexibilitätszuschlag muss an Inflation und steigende Zinsen angepasst und auf mind. 120 €/kW erhöht werden**, um den weiteren Zubau von Flexibilität zu ermöglichen, auch für bereits bezuschlagte Anlagen.

⁴ Das [DBFZ errechnet für das Jahr 2020 durchschnittliche Stromerzeugungskosten](#) von 19,6 ct/kWh – diese seien jedoch durch die genannten Faktoren bis Mitte 2022 um ca. 45 Prozent gestiegen. Auch wenn die Preise für landwirtschaftliche Rohstoffe inzwischen wieder sinken, bewegen sich die Preise für Anlagentechnik und Betriebsmittel weiterhin auf einem sehr hohen Niveau.

⁵ In einer [großflächigen Untersuchung ermittelten DBFZ et al.](#) ein Potenzial von gut 2.000 Biogasanlagen, die sich für eine Umrüstung auf die Biomethanerzeugung eignen. Damit könnte die Biomethaneinspeisung aus bestehenden Anlagen von heute 11 TWh auf ca. 35 TWh angehoben werden. Für über 7.000 Biogasanlagen mit einer Biogasproduktion von etwa 55 TWh wäre die Umrüstung auf die Biomethaneinspeisung damit keine Option.

3. **Die Gebotshöchstwerte und Vergütungssätze sollten an die gestiegenen Investitions- und Betriebskosten angepasst** und die Degression gestrichen werden. Dazu gehört auch die Regelung, nach der die Vergütung von Anlagen im zweiten Vergütungszeitraum auf die Höhe der Vergütung im ersten Zeitraum begrenzt ist. Es sollte sichergestellt werden, dass auch die Kostensteigerungen bei bereits bezuschlagten Anlagen sowie Anlagen im ersten Vergütungszeitraum berücksichtigt werden. Da die Produktionskosten von Biogas deutlich unter den Produktionskosten von Wasserstoff liegen, liegt der Finanzierungsbedarf von Biogasstrom deutlich unter den Kosten einer Umstellung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff.

Diese Probleme wurden mit dem Solarpaket nicht angegangen und müssen in einer weiteren EEG-Reform schnellstmöglich nachgeholt werden.

Weitere Vorschläge zur EEG-Reform finden sich [HIER](#).

3. Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Fachverband Biogas e.V.

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik
guido.ehrhardt@biogas.org
030/2758179-16