

## Stellungnahme

Zum Antrag der FDP-Fraktion im Landtag des Landes Nordrhein-Westfalen: „Biogas und Biomethan als Beitrag der Energieunabhängigkeit ausbauen und fördern“

Stand: 04.01.2023

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](mailto:info@biogas.org)  
Internet: [www.biogas.org](http://www.biogas.org)

## **Inhalt**

Das Wichtigste in Kürze .....	4
1. Vorbemerkung.....	5
2. Grundsätzliches zur zukünftigen Entwicklung der Biogasproduktion in Deutschland.....	5
2.1. Grundsätzliches zur Rolle von Bioenergie im Klimaschutz .....	5
2.2. Kurzfristige Ausweitung der Strom- und Wärmeproduktion des bestehenden Biogasanlagenparks zur Überbrückung der aktuellen Energiekrise.....	5
2.3. REPowerEU: Ausbau der Biomethanproduktion bis 2030 und Transformation des Einsatzstoffmixes .....	6
3. Anmerkungen zu den Forderungen im Antragsentwurf .....	7
3.1. Zur Forderung nach einem „Biogasgipfel“: Übergreifende Harmonisierung der Vorgaben aller Fachbereiche .....	7
3.2. Zur Notwendigkeit zusätzlicher Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen.....	7
3.3. Zur Senkung der Kosten des Biogasanlagenbetreibern für die Biomethaneinspeisung .....	8
3.4. Mobilisierung von biogenen Nebenprodukten & Abbau rechtlicher Hemmnisse für deren Einsatz in Biogasanlagen .....	8
3.4.1. Baugesetzbuch (BauGB) .....	9
3.4.2. Anforderungen des anlagenbezogenen Gewässerschutzes beim Einsatz von nicht ausschließlich pflanzlichen Reststoffen .....	9
3.5. Zur bauplanungsrechtlichen Privilegierung von zentralen Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen.....	10
3.6. Zu den Anforderungen an die Verweilzeit von Gärsubstraten im EEG: Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen.....	10
3.7. Zur Gärrestlagerung in JGS-Anlagen ohne Verlust deren JGS-Status .....	11
3.8. Zur Änderung der Abschaltreihenfolge im Redispatch 2.0 .....	13
4. Vorschläge weiterer Forderungen .....	14
4.1. EEG: Kostendeckende Gebotshöchstwerte .....	14
4.2. Kommunale Wärmeplanung: Informationen für lokale Biogasanlagencluster bereitstellen .....	14
4.3. Störfallverordnung: Gleichstellung von Biogas und Erdgas .....	15
5. Ansprechpartner .....	15

# Das Wichtigste in Kürze

## 1. Grundsätzliches:

- Im Transformationsprozess der deutschen Volkswirtschaft hin zur Klimaneutralität **löst Bioenergie Probleme dort, wo andere Klimaschutztechnologien an ihre Grenzen stoßen**. Bis 2045 ersetzt sie nicht nur fossile Ressourcen, sondern kann als einzige erneuerbare Energieform entlang der gesamten Nutzungskette CO<sub>2</sub> binden und so wesentlich zur vollständigen Treibhausgasneutralität Deutschlands beitragen.
- Zur Umsetzung des EU-Ziels für die Erhöhung der Biomethanproduktion bis 2030 sollten insbesondere die Rahmenbedingungen für die Umrüstung bestehender Biogasverstromungsanlagen auf **Biomethaneinspeisung** bzw. die Errichtung neuer Biomethaneinspeiseanlagen verbessert und die Anlagen beim Umstieg auf **Einsatzstoffe, die in keiner zusätzlichen Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen**, unterstützt werden.

## 2. Die Maßnahmen im Antragsentwurf werden durchgehend unterstützt.

## 3. Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) schlägt darüber hinaus vor, den Antrag insbesondere um **folgende Forderungen zu ergänzen**:

- **Erhöhung der Gebotshöchstwerte im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG):** Die fixen und variablen Kosten für den Betrieb von Biogasanlagen sind in den letzten Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs sehr stark gestiegen und die aktuellen Gebotshöchstwerte sind für viele Anlagen nicht ausreichend. Die Landesregierung sollte sich deshalb auf Bundesebene dafür einsetzen, dass die Gebotshöchstwerte angehoben werden.
- **Informationen zur Gaseinspeisung in der kommunalen Wärmeplanung:** Eine zentrale Schwierigkeit bei der Bündelung von Biogasanlagen für die Errichtung einer gemeinsamen Gasaufbereitung ist die Planung und Organisation. Die Landesregierung sollte sich bei den Abstimmungen über das geplante Bundesgesetz über die kommunale Wärmeplanung dafür einsetzen, dass kommunale Wärmeplanungen auch Informationen enthalten müssen, die für die Umrüstung auf die Biomethaneinspeisung relevant sind.
- **Gleichstellung von Biogas und Erdgas in der Störfallverordnung (StörfallV):** Der Schwellenwert für Biogas, aber der eine Anlage in den Anwendungsbereich der StörfallV fällt, ist sehr niedrig und immer mehr Biogasanlagen müssen die damit einhergehenden, unverhältnismäßig hohen Aufwendungen erfüllen. Der Schwellenwert für Biogas sollte deshalb an den deutlich höheren Schwellenwert für Erdgas und Biomethan angeglichen werden.

# 1. Vorbemerkung

Ende 2021 waren in Nordrhein-Westfalen ca. 1140 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt rund 470 Megawatt (MW) in Betrieb. Diese produzierten 2,7 Terawattstunden (TWh) Strom und 1,2 TWh Wärme, was dem Strombedarf von ca. 770.000 Haushalten bzw. dem Wärmebedarf von ca. 100.000 Haushalten entspricht.<sup>1</sup>

Mit seiner ausgeprägten Landwirtschaft verfügt Nordrhein-Westfalen noch über ein großes ungenutztes Potenzial an landwirtschaftlichen Nebenprodukten wie Gülle und Stroh sowie perspektivisch auch an Anbaubiomasse ohne zusätzlichen Flächenbedarf wie dem Aufwuchs von Blühwiesen und Dauergrünland sowie Zwischenfrüchten.

Aus diesem Grund ist Nordrhein-Westfalen ein bedeutender und perspektivisch wachsender Standort für die Biogasproduktion. Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) begrüßt deshalb die Initiative der FDP-Fraktion im Landtag des Landes Nordrhein-Westfalen und bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

## 2. Grundsätzliches zur zukünftigen Entwicklung der Biogasproduktion in Deutschland

### 2.1. Grundsätzliches zur Rolle von Bioenergie im Klimaschutz

Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erfordert eine umfassende ökologische Transformation der deutschen Wirtschaft. Die energetische Biomassenutzung leistet in diesem Transformationsprozesses einen unverzichtbaren Beitrag. Bioenergie löst Probleme dort, wo andere Klimaschutztechnologien an ihre Grenzen stoßen. Bis 2045 ersetzt sie nicht nur fossile Ressourcen, sondern kann als einzige erneuerbare Energieform entlang der gesamten Nutzungskette CO<sub>2</sub> binden und so wesentlich zur vollständigen Treibhausgasneutralität Deutschlands beitragen. Gleichzeitig ergeben sich Synergieeffekte mit dem Umweltschutz und wirtschaftlichen Entwicklungen des ländlichen Raums. Die Bioenergienutzung ist der Nachhaltigkeit verpflichtet.

### 2.2. Kurzfristige Ausweitung der Strom- und Wärmeproduktion des bestehenden Biogasanlagenparks zur Überbrückung der aktuellen Energiekrise

Der Angriff Russlands auf die Ukraine zeigt einmal mehr wie wichtig nicht zuletzt auch Aspekte der Versorgungssicherheit und geopolitische Erwägungen in der Energie- und Klimapolitik sind. Der deutsche Biogasanlagenpark umfasst knapp 10.000 Anlagen, die rund 95 TWh Biogas erzeugen. Davon werden rund 85 TWh am Anlagenstandort zu Strom und Wärme umgewandelt und rund 10 TWh ins Gasnetz eingespeist. Die allermeisten dieser Anlagen produzieren aufgrund verschiedener Restriktionen nicht die technisch maximal mögliche Biogasmenge. Aktuell sind in Deutschland Biogas- und Biomethan-BHKW in einem Umfang von 5,8 Gigawatt (GW) installiert. Von diesen dienen jedoch 2 GW der flexiblen Strombereitstellung und sind deshalb nicht ausgelastet. Diese 2 GW können genutzt werden, um die zusätzlich erzeugte Biogasmenge zu verstromen.

Mit der Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) hat die Bundesregierung eine Reihe von Begrenzungen der Biogasproduktion im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und im Baugesetzbuch (BauGB) ausgesetzt – mit einer Vollzugshilfe der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) wurde Genehmigungsbehörden ermöglicht, unter bestimmten Umständen eine befristet erhöhte Gaserzeugung auch ohne Änderungsgenehmigung zuzulassen.

---

<sup>1</sup> Quelle: Branchenzahlen des Fachverband Biogas e.V. (FvB)

Die Änderungen im EEG und BauGB sind zu begrüßen. Leider geht insbesondere die Änderung des EEG nicht weit genug. Anstelle der starren Pflicht im EEG 150 Tage Verweilzeit im gasdichten System nachweisen zu müssen, sollten stattdessen - zumindest aber für einen befristeten Zeitraum - die Vorgaben zur Methanemissionsminderung der TA Luft Anwendung finden.

Weiterhin ist zu bedauern, dass zur verfahrensseitigen Erleichterung auf einer befristeten Regelung im BImSchG verzichtet wurde und lediglich über Vollzugshinweise des LAI die Möglichkeit eröffnet wurde, eine befristete Steigerung der Gasproduktion über eine Anzeige nach § 15 BImSchG zu realisieren. Die dort beschriebenen grundsätzlichen Rahmenbedingungen, wann eine solche Maßnahme ohne monatelanges Genehmigungsverfahren umsetzbar sein können, finden zwar Zustimmung. Die in der Summe dort geforderten Nachweise geben zu der Befürchtung Anlass, dass in der Praxis die intendierte Beschleunigung durch unkomplizierte Verfahren nicht oder nur in Einzelfällen erreicht werden wird.

### 2.3. REPowerEU: Ausbau der Biomethanproduktion bis 2030 und Transformation des Einsatzstoffmixes

Die Europäische Kommission (KOM) hat sich mit ihrem „REPowerEU“-Plan zum Ziel gesetzt, die Biomethanerzeugung bis 2030 von aktuell 3 Milliarden Kubikmetern (bcm) auf 35 bcm auszuweiten (entspricht ca. 370 Terawattstunden [TWh]). Ziel ist nicht nur, die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen, sondern auch, die Gasversorgung der EU zu diversifizieren und verstärkt durch heimische Quellen zu decken. Im Vordergrund sollen dabei Substrate stehen, die keine zusätzliche Anbaufläche benötigen, wie Pflanzen, die innerhalb desselben Jahres vor oder nach einer Hauptfrucht angebaut werden („sequential crops“), der Aufwuchs von Dauergrünland und landwirtschaftliche Nebenprodukte und Reststoffe (z.B. Gülle, Stroh).

Deutschland sollte kurzfristig mit einem eigenen „REPowerD“-Plan die Umsetzung der europäischen Ziele angehen. Bei der Entwicklung eines „REPowerD“-Plans muss die deutsche Sondersituation berücksichtigt werden: Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern gibt es in Deutschland bereits einen umfangreichen Biogasanlagenpark, der aber überwiegend das Rohgas ohne Aufbereitung zu Biomethan nutzt und überwiegend Pflanzen einsetzt, die auch als Nahrungs- und Futtermittel verwendet werden könnten. Es ist also nicht nur der Ausbau der Biogas- und Biomethanerzeugung anzugehen; vielmehr müssen für eine mittel- bis langfristige Transformation des bestehenden Biogasanlagenparks geschaffen werden.

Wie eine aktuelle Studie von Guidehouse zeigt, hat Deutschland trotz der Einschränkungen im Substratspektrum besonders gute Voraussetzungen, um sowohl mittelfristig – zur Erreichung des EU-Biomethan-Ziels 2030 – als auch langfristig – zur Erreichung einer treibhausgasneutralen Volkswirtschaft 2050 – einen großen Beitrag zu leisten. Aufgrund der Bedeutung der Landwirtschaft und umfangreichen Grünlandflächen verfügt Deutschland über ein großes Potenzial zur Mobilisierung von Substraten, die in keiner Konkurrenz zum Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln stehen, in Höhe von (langfristig) etwa 15 bcm. Zusammen mit Ländern wie Frankreich und Spanien liegt es dabei an der europäischen Spitze. In den Zahlen noch gar nicht enthalten sind weitere nachhaltige Potenziale. Beispielfhaft zu nennen sind hier der Aufwuchs von Biodiversitätsflächen, der Aufwuchs von Klee gras und anderen Leguminosen aus Fruchtfolgen von Ökomarktfruchtbaubetrieben oder der Aufwuchs von wiedervernässten Mooren (Paludikulturen).

## 3. Anmerkungen zu den Forderungen im Antragsentwurf

Der FvB unterstützt die im Antragsentwurf aufgelisteten Forderungen. Insbesondere möchten wir auf folgende Aspekte hinweisen.

### 3.1. Zur Forderung nach einem „Biogasgipfel“: Übergreifende Harmonisierung der Vorgaben aller Fachbereiche

Bioenergieerzeugung und -nutzung berühren viele Rechtsbereiche und Handlungsfelder mit teilweise gegenläufigen oder nicht aufeinander abgestimmten Anforderungen und Zielsetzungen. In der Folge wurde und wird die Branche immer wieder mit Forderungen oder Zielsetzungen des einen Rechtsbereichs konfrontiert, deren Erfüllung aber aufgrund rechtlicher Maßgaben eines anderen Rechtsbereichs schlicht nicht möglich ist.

Es besteht bereits jetzt ein erheblicher Anpassungs- und Harmonisierungsbedarf bei diversen rechtlichen Vorgaben, um eine nachhaltige und alle Nutzungsformen ermöglichende Weiterentwicklung der Bioenergieerzeugung zu ermöglichen, u.a. im Baugesetzbuch (BauGB) und in der AwSV.

Eine neue oder geänderte Regelung muss grundsätzlich auf ihre Auswirkungen in anderen Rechtsbereichen geprüft werden. Optimalerweise im Zuge eines moderierten interdisziplinären Prozesses, in dem - wo nötig - unter sachgerechter Abwägung der Interessen aller beteiligten Fachbereiche zielorientierte Kompromisse gefunden werden.

### 3.2. Zur Notwendigkeit zusätzlicher Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen

Die Investitionen, die ein Anlagenbetreiber für eine flexible, bedarfsgerechte Energieerzeugung tätigen muss, lassen sich zwar in der Regel über die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen refinanzieren, aber nur insofern die Prämie tatsächlich über einen Zeitraum von zumindest acht bis zehn Jahre gezahlt wird. Zum jetzigen Zeitpunkt können die meisten Betreiber die Zahlungen aber für diesen Zeitraum nicht mehr geltend machen. Dies kann verschiedene Gründe haben:

**Kurze EEG-Restlaufzeit:** Mit einer Vorlaufzeit von ein bis zwei Jahren ist eine umfassende Flexibilisierung also nur noch über die Flexibilitätsprämie zu finanzieren, wenn der EEG-Vergütungszeitraum der Anlage noch mindestens neun Jahre läuft. Zum jetzigen Zeitpunkt gilt dies bestenfalls noch für Anlagen, die 2011 oder später in Betrieb gegangen sind.

**Zu frühe Anmeldung der Flexibilitätsprämie:** Aufgrund der allgemeinen Verunsicherung in der Branche seit etwa 2014 haben viele Anlagen die Flexibilitätsprämie bereits vor einigen Jahren formal angemeldet, aber nur marginal flexibilisiert und sich dementsprechend auch nur einen kleinen Teil ihrer möglichen Prämienhöhe zahlen lassen. Da der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie spätestens zehn Jahre nach erstmaliger Anmeldung ausläuft unabhängig davon, welche Beträge tatsächlich ausgezahlt wurden, haben auch viele der Anlagen, deren EEG-Vergütungszeitraum aktuell noch neun bis zehn Jahre beträgt, nur noch wenige Jahre Anspruch auf die Prämie.

Der FvB schätzt, dass zum jetzigen Zeitpunkt insgesamt **nur noch gut 1.000 Anlagen** – also ca. 10 Prozent des derzeitigen Anlagenbestands - **genug Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie erhalten könnten**, um eine umfassende Flexibilisierung zu finanzieren. Bis Ende 2023 wird diese Zahl sogar auf nur ca. 200 bis 300 Anlagen gesunken sein.<sup>2</sup> Die Flexibilitätsprämie ist in ihrer jetzigen Form deshalb

---

<sup>2</sup> Bei einer Mindest-Restvergütungszeit von neun Jahren kommen am 1.1.2023 nur noch Anlagen für die Flexibilitätsprämie infrage, die 2011 oder später in Betrieb gegangen sind. Sieht man von den Anlagen der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ab, die ohnehin die Flexibilitätsprämie nicht in Anspruch nehmen können, handelt es sich dabei um ca. 2.300 Anlagen, von denen schätzungsweise 60 Prozent bereits die Flexibilitätsprämie in

nicht mehr geeignet, die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands anzureizen und sollte grundsätzlich neu gestaltet werden.

### 3.3. Zur Senkung der Kosten des Biogasanlagenbetreibern für die Biomethaneinspeisung

Ein großes Hemmnis für die Biomethaneinspeisung ins Gasnetz sind die hohen Mehrkosten, die durch die Errichtung der Aufbereitungsanlage, der Einspeisestation sowie der Verbindungsleitungen entstehen - insbesondere die Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen von der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf die Einspeisung ins Gasnetz. Um die Biomethanerzeugung anzureizen, sollten die Kosten für den Betreiber reduziert werden.

**Kostenpunkt Gasnetzanschluss:** Der größte Kostenpunkt ist die Errichtung des Netzanschlusses, insbesondere der Einspeisestation. Da es sich dabei um Teile der Infrastruktur der allgemeinen Versorgung handelt, werden die Kosten für den Netzanschluss zwischen Gasnetzbetreiber und Anlagenbetreiber aufgeteilt. Diese Kostenaufteilung ist in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt. Bislang galt ein Deckel für die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten des Netzanschlusskosten (250.000 € für den ersten Kilometer Leitung inkl. der Einspeiseanlage; jenseits des ersten Kilometers erfolgte dann eine Aufteilung im Verhältnis  $\frac{1}{4}$  für den Anlagenbetreiber und  $\frac{3}{4}$  für den Netzbetreiber). Seit Herbst 2021 wendet die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Kostendeckel für die meisten neuen Netzanschlussprojekte dergestalt an, dass bei Projekten mit einer Anschlussleistung von mehr als 1 km alle Kosten im Verhältnis  $\frac{1}{4}$  (Anlagenbetreiber) zu  $\frac{3}{4}$  (Netzbetreiber) aufzuteilen sind, wobei auch die Kosten für die Einspeiseanlage nicht mehr auf 250.000 € gedeckelt sind. Da die Einspeiseanlage der mit Abstand größte Kostenblock beim Gasnetzanschluss ist, entsteht durch die Aufhebung des Deckels massive Zusatzkosten für den Anlagenbetreiber.

Um die Umrüstung von Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung sowie den Bau neuer Biogaseinspeiseanlagen zu erleichtern, sollten auch zukünftig **die Kosten für die Einspeisestation überwiegend vom Netzbetreiber getragen werden**. Der einfachste Weg dafür ist, den Beteiligungsdeckel in seiner bisherigen Form wiederherzustellen, z.B. durch eine klarstellende Formulierung in der GasNZV (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).

**Kostenpunkt Aufbereitungsstation:** Der zweite große Kostenpunkt ist die Errichtung der Aufbereitungsstation, die im Besitz des Anlagenbetreibers verbleibt. Um insbesondere den Betreibern landwirtschaftlicher Bestandsanlagen die Investition zu erleichtern, sollten sie durch ein **entsprechendes finanzielles Förderprogramm** unterstützt werden.

### 3.4. Mobilisierung von biogenen Nebenprodukten & Abbau rechtlicher Hemmnisse für deren Einsatz in Biogasanlagen

Ein Sofortprogramm zur Mobilisierung von biogenen Nebenprodukten, Abfällen und Anbaubiomasse ohne zusätzlichen Flächenbedarf wird uneingeschränkt begrüßt.

Damit die mobilisierten Einsatzstoffe aber auch tatsächlich in Biogasanlagen zum Einsatz kommen können, bedarf es – wie ja auch im Antrag bereits formuliert – dem konsequenten Abbau bestehender rechtlicher Hemmnisse. Neben den im vorliegenden Antrag bereits namentlich adressierten rechtlichen Hemmnissen, sollen hier - einer geplanten Evaluierung vorgreifend - darüber hinaus gehende wesentliche Hürden benannt werden

---

Anspruch nehmen (Expertenschätzung und Berechnungen des FvB auf Basis der FvB-Branchenzahlen und des BNetzA-Marktstammdatenregisters).



### 3.4.1. Baugesetzbuch (BauGB)

Beim Thema „Vergärung von Reststoffen“ darf nicht übersehen werden, dass das BauGB diesbezüglich einschränkende Bedingungen formuliert. Zwar legt das BauGB keinen „Stoffkatalog“ fest, beschränkt also nicht die einsetzbaren Stoffe als solches, aber der Einsatz von Reststoffen aus nicht selbst im Außenbereich privilegierten Betrieben ist per § 35 Absatz 1 Nr. 6 Buchstabe b) begrenzt.

Dies ist aber ein erhebliches Hemmnis für die Nutzung von lokal verfügbaren Nebenprodukten und Bioabfällen aus Gewerbebetrieben. Reststoffe, die nicht auf bzw. in baurechtlich privilegierten Betrieben anfallen, sind typischerweise

- Wirtschaftsdünger aus nicht oder nicht mehr privilegierten gewerblichen Tierhaltungen sowie
- Reststoffe aus Gewerbebetrieben außerhalb des landwirtschaftlichen Kontextes wie Brauereien, Bäckereien, Gemüseverarbeitung (TK oder Konserve), Getränkeherstellung etc.

Das Problem wäre lösbar, wenn die Einsatzstoffe liefernden Betriebe zwar nahe gelegenen, aber nicht selbst privilegiert nach § 35 (1) Nr. 1, 2 oder 4 (soweit Tierhaltung) sein müssten.

Der Gesetzgeber hat das Problem zwar grundsätzlich erkannt, hat es aber mit der BauGB Änderung im Zuge des Energiesicherungsgesetz (EnSiG) nur für nicht mehr privilegierte gewerbliche Tierhaltungen entschärft. Beseitigt wurde es nicht, denn die Regelung des § 246d) BauGB gilt nur befristet bis Ende 2024.

Soweit und solange diese Hürde für den Einsatz von Reststoffen in Biogasanlagen im Außenbereich auf Bundesebene nicht beseitigt ist, kommen den landesrechtlichen Regelungen wie dem LEP NRW zentrale Bedeutung zu. Denn aktuell würde der Ersatz von Energiepflanzen durch Reststoffe an vielen Standorten dazu führen, dass die Anlagen die Voraussetzungen für eine Privilegierung nach § 35 Abs. 6 nicht mehr erfüllen.

Die aktuellen Festlegungen des LEP in Ziel 6.3-3 in Verbindung mit Ziel 8.3-2 – Standorte von Abfallbehandlungsanlagen müssen vor diesem Hintergrund als enormes Hemmnis sowohl für die Substituierung von Energiepflanzen als auch Ausbau der Bioabfallverwertung in Biogasanlagen bewertet werden. Dieses könnte aber überwunden werden, wenn im LEP eine ausnahmsweise Freirauminanspruchnahme für nicht mehr privilegierte Bestandsbiogasanlagen aber auch neue Abfallvergärungsanlagen ermöglicht würde.

### 3.4.2. Anforderungen des anlagenbezogenen Gewässerschutzes beim Einsatz von nicht ausschließlich pflanzlichen Reststoffen

Die aktuelle Bewertung des Gefährdungspotenzials von Reststoffen im anlagenbezogenen Gewässerschutz - insbesondere aus der Lebensmittelproduktion bzw. -verarbeitung ist nicht sachgerecht und bedarf dringend einer zielorientierten Anpassung.

Die aktuell aus der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) resultierenden Anforderungen an Biogasanlagen, die nicht nur „Gärsubstrate landwirtschaftlicher Herkunft“ vergären, sind grundsätzlich schon ein erhebliches Hemmnis für die Bioabfallvergärung. Die formalen und materiellen Anforderungen, die an eine bestehende Anlage gestellt würden, wenn ein „Einsatzstoff-Switch“ von z.B. Mais auf Teigreste erfolgen soll, sind sogar schlicht nicht realisierbar.

Will man – auch und vor allem im Bestand - tatsächlich einen Wandel hin zu vermehrter Erzeugung von Biogas aus Reststoffen, muss hier gehandelt werden.

### 3.5. Zur bauplanungsrechtlichen Privilegierung von zentralen Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen

Wie im Entwurf richtigerweise genannt, finden sich im BauGB viele Hemmnisse und Hürden für die Erzeugung und Nutzung von Biogas. Dies betrifft auch – wie im Entwurf genannt - die Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Biomethaneinspeisung.

Der wirtschaftliche Betrieb einer Gasaufbereitung erfordert einen gewissen Mindestdurchsatz an Biogas. Deshalb ist die Bündelung mehrerer kleiner Biogasanlagen sinnvoll, bei denen das Rohgas der Anlagen über sog. Gassammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage geleitet wird. Großräumliche Analysen z.B. des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ) und des Deutschen Verbands des Gas- und Wasserfachs (DVGW) zeigen, dass rund 2.000 Bestandsanlagen allein oder durch den Zusammenschluss über Sammelleitungen auf die Gaseinspeisung umgerüstet werden können.<sup>3</sup>

Rund 90 Prozent der bestehenden Biogasanlagen wurden privilegiert im Außenbereich errichtet. Dementsprechend liegen die allermeisten Standorte, die sich aufgrund ihrer Nähe zu bestehenden Biogasanlagen oder zum Gasnetz für die Errichtung einer zentralen Aufbereitungsanlage anbieten, nicht in bereits ausgewiesenen Industrie-, Gewerbe- oder Sondergebieten, sondern ebenfalls im Außenbereich.

Da Aufbereitungsanlagen, die das Biogas mehrerer Biogasanlagen bündeln, aber nicht privilegiert im Außenbereich errichtet werden können, ist in vielen Fällen der Zusammenschluss von Biogasanlagen nicht, nur mit sehr langen Vorlaufzeiträumen und/oder nur an technisch und wirtschaftlich suboptimalen Standorten möglich. Dies zeigen auch die oben beschriebenen räumlichen Analysen von DBFZ und DVGW.

Darüber hinaus würde eine Privilegierung von Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen die geplante Privilegierung von Elektrolyseuren an Windparks sehr gut ergänzen, weil auch der Ausbau von Verbundprojekten – also die Kombination von Gasaufbereitung und Elektrolyse – immer bedeutsamer wird. Bei diesen Projekten wird der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff genutzt, um mittels des bei der Biogasaufbereitung abgeschiedenen CO<sub>2</sub>s synthetisches Methan zu erzeugen, das ebenfalls ins Gasnetz eingespeist werden kann.

Um den Zusammenschluss von bestehenden Biogasanlagen und deren Umrüstung auf die Gaseinspeisung voranzubringen, schlagen wir eine privilegierte bauplanungsrechtliche Zulässigkeit solcher clusternden zentralen Aufbereitung- und Einspeiseanlagen im Außenbereich vor, wie sie auch in dem Antrag gefordert wird.

### 3.6. Zu den Anforderungen an die Verweilzeit von Gärsubstraten im EEG: Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen

Eine Vergütungsbedingung im EEG 2021 ist, dass die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt (davon ausgenommen sind praktisch nur Anlagen, die *ausschließlich* Gülle einsetzen). **Diese Mindestverweilzeit stellt ein großes Hemmnis für den Einsatz von höheren Anteilen an Gülle dar**, weil Gülle aufgrund ihrer geringen Energiedichte viel Volumen und Lagerkapazität in Anspruch nimmt

---

<sup>3</sup> Siehe: DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus); abrufbar unter: [20210131\\_BE20plus\\_Schlussbericht\\_31.01.2021\\_final.pdf \(i-zes.de\)](#). Dies deckt sich mit der unabhängig durchgeführten Analyse in DVGW (2019), Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential); abrufbar unter: [Vorlage für das Deckblatt eines Abschlussberichts oder einer Studie \(dvgw.de\)](#)

und ein erhöhter Einsatz damit in der Regel zu einem zusätzlichen Bedarf an gasdichtem Volumen führt. Nach Ansicht der Bioenergieverbände sind selbstverständlich Maßnahmen zu ergreifen, die Methanemissionen aus Gärprodukten minimieren. Aber die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System ist eine, jedoch nicht die einzige Maßnahme, um Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung zu minimieren. Die Überprüfung des Restgaspotenzials oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess abgebrochen wird, sind technisch mögliche sowie fachlich geeignete Maßnahmen. Die jüngst neu erlassene Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 18.8.2021 sieht deshalb ein breiteres Maßnahmenbündel zur Senkung der Methanemissionen aus Gärprodukten vor als das EEG.

In den technischen Anforderungen im EEG sollte die vorgeschriebene 150-Tage-Mindestverweilzeit von Substraten im gasdichten System ersetzt werden durch einen Verweis auf die Maßgaben nach Nr. 5.4.1.15 Bauliche und Betriebliche Anforderungen Buchstabe j) der TA Luft.

### 3.7. Zur Gärrestlagerung in JGS-Anlagen ohne Verlust deren JGS-Status

Der Ausbau der Güllevergärung ist die Voraussetzung für klimaverträglichen und ressourcenschonenden Umgang mit Wirtschaftsdüngern und wird auf nationaler wie europäischer Ebene als Kernelement einer nachhaltigen Biogaserzeugung forciert.

Das Heben der vorhandenen Güllepotenziale ist aber über einzelbetriebliche Initiativen weder realistisch noch sinnvoll. Elementare Voraussetzung für den Ausbau der Güllevergärung ist deshalb die Möglichkeit der überbetrieblichen oder (wo erforderlich) auch der überregionalen Kooperation.

Überbetriebliche Kooperation bedeutet konkret, dass landwirtschaftliche Betriebe den bei ihnen anfallenden Wirtschaftsdünger an eine regionale Biogasanlage liefern und eine entsprechende Menge Gärrest wieder zurücknehmen. Der überregionale Aspekt ergibt sich immer dann, wenn der Wirtschaftsdünger in Landkreisen mit Nährstoffüberhang anfällt und dann als Gärrest – z.B. über die Güllebörse – in Landkreise mit Nährstoffbedarf verbracht wird.

Überbetriebliche bzw. überregionale Abgabe von Gärresten in die Landwirtschaft ist aber bei weitem keine Zukunftsvision: bereits in 2020 waren 39 % der in NRW gemeldeten abgegebenen Wirtschaftsdüngermengen Gärreste.<sup>4</sup>

Mit dem gewollten Ausbau der Güllevergärung, wird der Anteil von Gärrest am Gesamtwirtschaftsdüngeraufkommen zwangsläufig kontinuierlich steigen.

Gärreste unterliegen als „Wirtschaftsdünger“ düngerechtlich denselben Ausbringungsbestimmungen wie unvergorene Gülle. Das bedeutet, dass ausreichend Lagerkapazität vorhanden sein muss, um die Ausbringungssperrezeiten und vegetations- oder witterungsbedingten Zeitfenster ohne Ausbringungsmöglichkeit überbrücken zu können. Der Nachweis dieser Lagerkapazität verantwortet der, bei dem die Gärreste anfallen – also der Biogasanlagenbetreiber.

In aller Regel verfügen Gülle-abgebende Betriebe über entsprechende Lagerkapazitäten für „ihre“ Gülle. Die Rücknahme einer entsprechenden Menge Gärrest, ist damit kapazitätsseitig unkritisch. Den beim Gärreste aufnehmenden landwirtschaftlichen Betrieb vorhandenen Lagerraum kann die abgebende Biogasanlage – im Einklang mit düngerechtlichen Bestimmungen – auf den von ihr nachzuweisenden Lagerraum anrechnen<sup>5</sup>.

Der Ausbau der Güllevergärung, ja sogar der Erhalt des aktuellen status quo, erfordert im Ergebnis zwingend, dass keinem Beteiligten aus der für die Güllevergärung alternativlosen überbetrieblichen Kooperation, Auflagen (und damit Kosten) entstehen, die ohne Vergärung der Gülle nicht entstehen würden.

<sup>4</sup> Siehe: <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/ackerbau/pdf/naehrstoffbericht-2021.pdf>

<sup>5</sup> Die Düngeverordnung sieht vor, dass sofern das auf dem abgebenden Betrieb vorhandenen Fassungsvermögen nicht ausreicht, auch überbetrieblich gelagert werden kann (§ 12 (5) DüV).

Und genau hier bahnt sich ein existenzielles Problem an: Für 2023 plant das Bundesumweltministerium (BMUV) eine Änderung der AwSV auf den Weg zu bringen. Im Zuge dieser Änderung soll eine „Klarstellung“ in Bezug auf sog. *externe Gärrestlager* vorgenommen werden - also Behälter auf landwirtschaftlichen Betrieben ohne eigene Biogasanlage in denen Gärreste bis zur Ausbringung zwischengelagert werden.

Zugegebenermaßen wäre in der AwSV tatsächlich an dieser Stelle einer Klarstellung wünschenswert. Denn der Verordnungsgeber hat bezüglich der externen Gärrestlagerung zwar in der Begründung seine Regelungsintention explizit dargelegt, diese aber mit dem eigentlichen Verordnungstext handwerklich unzureichend umgesetzt.

Die von Seiten des BMUV geplanten Änderungen bedingen aber keine Klarstellung, sondern kehren die vom Bundesrat mit Bedacht und einer klaren Intention eingeführte Regelung um. Nach den Plänen des BMUV soll jeder Behälter in dem Gärreste gelagert werden, „Biogasanlage“ im Sinne der AwSV werden.

Während düngerechtlich vergorene wie unvergorene Gülle als „Wirtschaftsdünger“ den gleichen Maßgaben unterworfen sind, stellt der anlagenbezogene Gewässerschutz (AwSV) an Gärrestlager, wenn sie „Biogasanlagen“ im Sinne der AwSV sind, andere bzw. höhere Anforderungen als an Anlagen zur Lagerung unvergorener Gülle.

Die Unterschiede liegen hier weniger bei den Anforderungen an die bauliche Ausführung der Behälter, sondern vorrangig im rechtssystematischen Bereich: während klassische Güllebehälter - sog. JGS-Anlagen - den bestmöglichen Schutz gewährleisten müssen, ist bei „Biogasanlagen“-Gärrestlagern dem Besorgnisgrundsatz Rechnung zu tragen. Die wesentlichen materiellen Unterschiede zwischen den Anforderungen an JGS- und Biogasanlagen sind, dass Biogasanlagen wiederkehrend durch einen Sachverständigen geprüft werden müssen und eine sekundäre Barriere realisieren müssen – die Umwallung. Bei JGS-Anlagen gibt es weder eine wiederkehrende Prüfpflicht, noch das Erfordernis einer Umwallung.

Im Rahmen der für den Ausbau der Güllevergärung zwingenden überbetrieblichen Kooperation, würde durch diese geplante Änderung, jeder Gärrest aufnehmende Betrieb im Sinne der AwSV „Biogasanlagenbetreiber“. Der bestehende Güllebehälter, der bei „Abfahrt“ der unvergorenen Gülle zur Biogasanlage rechtlich eine JGS-Anlage (mit sehr umfassendem Bestandsschutz) war, wird mit „Rückkehr“ der vergorenen Gülle zur „Biogasanlage“ – wasserrechtlich ohne Bestandsschutz, alle 5 Jahre zu prüfen und (mit erheblichem zeitlichem und finanziellem Aufwand) nachträglich zu umwallen; hinzu kommen mindestens baurechtlich regelmäßig erforderliche Genehmigungen für Umnutzung und Realisierung des Walles. Sollen die Ausbauziele der Güllevergärung erreicht werden, würde die vom BMUV geplante Änderung erfordern, dass bundesweit eine mit großer Wahrscheinlichkeit<sup>6</sup> sechsstellige Zahl an JGS-Behältern zu „Biogasanlagen“ umgerüstet werden müssten. Die Initiative und die Finanzierung dafür müssten darüber hinaus, von den Gärrest aufnehmenden Betrieben ausgehen in deren Eigentum diese Behälter stehen; für die aber - wie bereits beschrieben – kein Handlungsbedarf bestünde, würden sie statt Gärreste aufzunehmen weiter mit unvergorener Gülle arbeiten.

Damit würde Gärrest zu einem „Produkt non grata“ in der Landwirtschaft. Die düngerechtlich verbrieftete Möglichkeit die Lagerkapazitäten Dritter zu nutzen, blieben (tatsächlichen) Biogasanlagebetreibern verwehrt, da dies immer voraussetzen würde, dass potenziell aufnehmende Betriebe initiativ werden, den JGS-Status ihrer Behälter aufgeben und erhebliche Investitionen tätigen, um den Gärrest lagern zu dürfen. Aus demselben Grund wären Gärreste auch nicht mehr überregional z.B. über Nährstoff- oder Güllebörsen „vermittelbar“.

Der FvB begrüßt und unterstützt daher nachdrücklich und uneingeschränkt das im vorliegenden Antrag formulierte Ziel, auf Bundesebene darauf hinzuwirken, dass der anlagenbezogene Gewässerschutz

---

<sup>6</sup> Die Zahl der tatsächlich in Deutschland bestehenden JGS-Behälter kann leider in Ermangelung der dafür notwendigen Daten nicht genau beziffert werden.

(AwSV) eine Gärrestlagerung in JGS-Behältern von Gärrest-abnehmenden landwirtschaftlichen Betrieben ermöglicht, ohne dass diese den JGS-Status verlieren.

Es muss allen Akteuren bewusst sein, dass die vom BMUV vorgesehenen Änderungen in der AwSV bei der sog. externen Gärrestlagerung mit einem Ausbau der Güllevergärung absolut unvereinbar sind.

### 3.8. Zur Änderung der Abschaltreihenfolge im Redispatch 2.0

§ 13 EnWG definiert, dass es einen für alle Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen) einheitlichen Mindestfaktor gibt, auf dessen Basis ein kalkulatorischer Preis ermittelt wird, welcher dazu dient die Abschaltreihenfolge im Redispatch 2.0 festzulegen. Der Mindestfaktor für EE-Anlagen wurde von der Bundesnetzagentur auf „10“ festgelegt, woraus die Übertragungsnetzbetreiber einen kalkulatorischen Preis von 590,60 €/MWh errechnet haben.

Bei der Festlegung eines einheitlichen kalkulatorischen Preises für alle EE-Anlagen wurden jedoch nur die Einnahmen von EE-Anlagen durch die Stromerzeugung betrachtet und die Vermarktung von Wärme während die Wärmeerzeugung vernachlässigt wird. Denn die Wärme wird bei EE-Anlagen nicht über das EEG vergütet, sondern wird auf Basis individueller Verträge an entsprechende Abnehmer, beispielsweise Haushalte an einem Wärmenetz, vermarktet. Werden Anlagen mit einer solchen Wärmelieferverpflichtung abgeregelt, kann ein gewisses Flexibilitätspotential in Form von Wärmespeichern genutzt werden. Dieses ist jedoch begrenzt, sodass bei einer Vielzahl von Abschaltungen von einer alternativen Wärmebereitstellung durch Ersatzbrennstoffe auszugehen ist. Da die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ein Hocheffizienzkriterium ist, sollte diese grundsätzlich einer separaten Wärmeerzeugung vorgezogen werden.

Da Biogasanlagen und andere Biomasse-KWK-Anlagen bereits jetzt ca. 27 TWh Wärme bereitstellen bedeutet die fehlende Berücksichtigung dieses Beitrages beim Redispatch 2.0 einen Rückschritt für die Energiewende. Diese sollte sich nicht nur auf den Strom, sondern auch den Wärmebereich beziehen.

Seit mit dem 1. Oktober 2021 der Redispatch 2.0 gestartet ist, erreichen uns vermehrt Rückmeldungen unserer Mitglieder, dass insbesondere Biogasanlagen trotz bestehender Wärmenutzung teils über mehrere Tage auf Grund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden. Zwar ist der Anlagenbestand zunehmend flexibilisiert, doch die vorhandenen Gasspeicher sind endlich. So tritt in vielen Fällen die paradoxe Situation auf, dass die Gasspeicherkapazität der Anlagen ausgeschöpft ist und das überschüssige Gas abgefackelt werden muss. Um die Anlagen oder Wärmenetze weiter beheizen zu können, müssen parallel alternative Brennstoffe eingesetzt werden. Es ist dabei irrelevant, ob es sich um regenerative Ressourcen wie Hackschnitzel oder fossile Ressourcen wie Heizöl oder Erdgas handelt – ein solches Vorgehen muss unbedingt vermieden werden. Gerade vor dem der Diskussion um die zuverlässige Energieversorgung und die Verringerung von Energieimporten ist ein derart verschwenderischer Umgang mit begrenzten und teuren Ressourcen weder vermittelbar noch angebracht.

Unter Berücksichtigung einer nachhaltigen Energiewende, welche sich nicht ausschließlich auf den Sektor „Stromerzeugung“ beschränken darf, schlägt der FvB aus diesem Grund vor, einen Mindestfaktor von 15 für EE-Anlagen mit nachweislicher Wärmenutzung festzulegen, anhand dessen die kalkulatorischen Kosten zur Reduzierung der Wirkleistung bestimmt werden können.

Dies würde eine potentielle Merit Order folgender Reihenfolge ermöglichen:

1. Konventionelle Kraftwerke
2. KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe
3. EE-Anlagen
4. KWK-fähige EE-Anlagen mit Wärmenutzung

Sollte es doch zu einer Abregelung von KWK-fähigen EE-Anlagen mit Wärmenutzung im Bioenergiebereich kommen, schlagen die Bioenergieverbände vor, die Abregelung auf 60 Prozent der installierten

Leistung zu begrenzen. Dieser Leistungswert kann i.d.R. durch die bestehenden Steuerstufen und physikalisch bedingten Mindestleistungen der Blockheizkraftwerke problemlos eingehalten werden. In diesem Fall würden Anlagen mit einer Wärmenutzung weiterhin dem Redispatch 2.0 zur Verfügung stehen und 40 Prozent des Leistungspotentials zur Engpassbehebung im Stromnetz bereitstellen. Parallel kann die Wärmenachfrage bedient werden, was eine sektorübergreifende Energiewende begünstigt.

## 4. Vorschläge weiterer Forderungen

Der FvB schlägt vor, die Liste um eine Reihe weiterer Punkte zu ergänzen.

### 4.1. EEG: Kostendeckende Gebotshöchstwerte

Die fixen und variablen Betriebskosten von Biogasanlagen sind in den letzten Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs stark gestiegen.

- Generell sind die Kosten für Investitionen in bauliche Anlagenteile sowie technische Anlagenkomponenten, die regelmäßig erneuert werden müssen, wie z.B. Pumpen, Gasspeicher, Blockheizkraftwerke, Schubböden, Roststäbe und Turbinen, sowie für Wartung und Reparaturen stark gestiegen.
- Neue regulatorische Auflagen und energiewirtschaftliche Anforderungen erforderten Neuinvestitionen, z.B. in die Anlagenflexibilisierung, Wärmespeicher, die Abdeckung von Gärrestlagern, die Nachrüstung von Katalysatoren, Wärmenetze oder die Umwallung des Anlagengeländes. Diese Investitionen müssen abgeschrieben bzw. laufende Kredite bedient werden, wobei auch die Zinssätze angezogen haben.
- Insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs kamen noch massive Kostensteigerungen durch höhere Düngemittelpreise, Kraftstoff- und Strompreise sowie allgemein höhere Preise für landwirtschaftliche Rohstoffe hinzu.

Der aktuelle Gebotshöchstwert von ca. 18 ct/kWh für Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum ist sehr ambitioniert und für viele Anlagen aufgrund der ständig steigenden Kosten für Nachrüstungen, Neuinvestitionen und Betriebsmittel nicht ausreichend.

Die niedrigen Höchstwerte führen nicht nur dazu, dass Biogasanlagen nach Ablauf des ersten EEG-Vergütungszeitraums stillgelegt und keine Neuanlagen errichtet werden, sondern stellen auch ein großes Investitionshemmnis für den bestehenden Bioenergieanlagenpark dar. Aufgrund einer mangelnden Perspektive für die Zeit nach Ablauf des (ersten) EEG-Vergütungszeitraums unterbleiben in vielen Fällen sinnvolle Investitionen in die Optimierung einer Bestandsanlage wie die Errichtung eines Wärmenetzes an oder die Anlagenflexibilisierung. Vielmehr besteht die Gefahr, dass Investitionen, die für einen Weiterbetrieb zwingend notwendig sind, wie der Ersatz von Anlagenteilen unterbleiben, die Anlagen „auf Verschleiß gefahren“ und zum Zeitpunkt, wenn eine unvermeidbar ist, die Anlage stillgelegt wird.

Die Landesregierung sollte deshalb gegenüber der Bundesregierung darauf drängen, dass bei nächster Gelegenheit die **Gebotshöchstwerte im EEG auf ein kostendeckendes Niveau angehoben** werden.

### 4.2. Kommunale Wärmeplanung: Informationen für lokale Biogasanlagencluster bereitstellen

Eine zentrale Schwierigkeit bei der Bündelung von Biogasanlagen für die Errichtung einer gemeinsamen Gasaufbereitung ist die Planung und Organisation. Diese könnte durch eine aktivere Rolle der

Kommunen hinsichtlich Genehmigungen, Querung administrativer Einheiten und Gebietsausweisungen erleichtert werden.

Die geplante kommunale Wärmeplanung sollte auch die wichtigsten **Informationen für potenzielle Zusammenschlüsse von Biogasanlagen mit anschließender Biomethaneinspeisung** ins Gasnetz enthalten. Dazu gehören insbesondere die vorhandenen Biogaserzeugungsanlagen und deren Produktionskapazität, mögliche Standorte für zentrale Biogasaufbereitungsanlagen, deren Entfernung vom Gasnetz sowie mögliche Wegstrecken für Rohgassammelleitungen und Verbindungsleistungen zum Gasnetz. Zudem sollten größere lokale Quellen für kommunale, gewerbliche und landwirtschaftliche Abfälle, Reststoffe und Nebenprodukte abgebildet werden.

Die Landesregierung sollte sich bei den Abstimmungen über das geplante Bundesgesetz über die kommunale Wärmeplanung dafür einsetzen, dass entsprechende Vorgaben im Bundesgesetz und/oder begleitenden Vorschriften gemacht werden.

### 4.3. Störfallverordnung: Gleichstellung von Biogas und Erdgas

Immer mehr Biogasanlagen fallen in den Anwendungsbereich der Störfallverordnung (StörfallV). Verstärkt wird diese Entwicklung durch immissionsschutzrechtliche Auflagen zur Minderung von Ammoniak-, Geruch bzw. Methanemissionen (Forderung nach emissionsmindernden bzw. gasdichten Abdeckungen). In Verbindung mit erhöhten düngerechtlichen Anforderungen an die vorzuhaltende Lagerkapazität betrifft dies insbesondere Gülle-vergärende Biogasanlagen – selbst solche im kleinsten Leistungssegment bis 100 Kilowatt [kW]). Die Anforderungen der StörfallV führen zu umfangreichen administrativen und finanziellen Aufwendungen und stellen damit ein erhebliches Hemmnis für den Ausbau der Güllevergärung dar. Zudem bindet eine zunehmende Anzahl an Biogasanlagen im Anwendungsbereich der StörfallV das bereits knappe Personal und verhindert eine angemessene Betreuung und Überwachung von klassischen Anlagentypen im Sinne der StörfallV wie z.B. Chemieanlagen etc.

Um das Hemmnis zu beseitigen, könnte die Mengenschwellen zur Ermittlung von Betriebsbereichen **an den deutlich höheren Schwellenwert für Erdgas und Biomethan angeglichen werden**. Alternativ könnte auf den Schwellenwert nicht das Biogas, sondern – analog zum Erdgas – nur der Methananteil im Biogas angerechnet werden.

## 5. Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Fachverband Biogas e.V.  
Dr. Guido Ehrhardt  
Referatsleiter Politik  
guido.ehrhardt@biogas.org  
08161/98 46 60