

Berlin, 16. Januar 2025

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
www.bdeu.de

## Stellungnahme

# zum BMWK-Konsultationsdokument zum Referentenentwurf von Rege- lungen zur Änderung des EEG 2023 zu Bio-Energie (Biogaspaket) vom 06.12.2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Zu konsultierende Aspekte .....</b>	<b>3</b>
2.1	Art und Natur der Maßnahme .....	3
2.2	Methoden und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten .....	7
2.3	Nutzung und Umfang von Ausschreibungen .....	9
2.4	Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe .....	9

## 1 Einleitung

Der BDEW begrüßt das Bestreben der Bundesregierung zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und zur Sicherung der Anschlussförderung. Da 2025 und 2026 knapp 15 Prozent des Biogas-Anlagenbestands aus der EEG-Förderung fallen würden, ist eine rasche Klärung der Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb dieser Anlagen notwendig. Dabei gilt es, den Biogasanlagenbestand gesamtwirtschaftlich effizient weiterzuentwickeln und dafür wirtschaftliche Perspektiven zu eröffnen. Daher unterstützt der BDEW den grundsätzlichen Ansatz, die Anschlussförderung der Verstromung in Bestandsanlagen an flexible, also bedarfsangepasste, Stromerzeugung sowie an den Erhalt von Wärmenetzen zu knüpfen.

## 2 Zu konsultierende Aspekte

### 2.1 Art und Natur der Maßnahme

#### **(1) Wie bewerten Sie die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen insbesondere der vorgesehenen Quoten unter dem Aspekt der Auswirkungen auf den Wettbewerb in der EU?**

*Die vorgesehenen Quoten sind aus Sicht des BDEW grundsätzlich zu begrüßen, insbesondere die Anknüpfung an Wärme- und Flexibilisierungskonzepte. Jedoch wird die ohnehin komplexe Regulatorik zur Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen teilweise weiter verkompliziert.*

*Der Gesetzentwurf benachteiligt Anlagen, die kein Wärmenetz vor dem 01.01.2024 (vgl. Änderung § 39g, Drucksache 20/14246, Stand: 17.12.2024) installiert hatten, sich derzeit aber im Bau oder fortgeschrittenen Planungen eines Wärmenetzes befinden.*

*Praxisbeispiel: Für eine Biogasanlage wurden am 01.01.2024 die Planungen zum Anschluss an ein Wärmenetz abgeschlossen. Die bauliche Umsetzung erfolgte erst im Q4/2024. Nach dem derzeitigen Stand wäre diese Anlage trotz des bestehenden Anschlusses an ein Wärmenetz im Ausschreibungsverfahren benachteiligt. Die Gründe für diesen Stichtag sind nicht ersichtlich.*

#### **(2) Stimmen Sie zu, dass die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in Kombination mit den vorgesehenen zusätzlichen Flexibilisierungsanreizen einen signifikanten Beitrag zur weiteren Dekarbonisierung des Stromsystems leisten kann?**

*Der BDEW begrüßt den Zubau Erneuerbarer-Energie-Anlagen über Ausschreibungen. Dadurch wird eine wettbewerbliche Preisfindung gewährleistet und der Ausbau sichergestellt. Über spezielle Teilnahmevoraussetzungen wie die Bereitstellung von Flexibilitäten kann zudem der Zubau bestimmter Anlagensegmente gewährleistet werden. Zudem stellt die Ausschreibung*

*sicher, dass auch kleinere Marktteilnehmer Gebote abgeben können, da bei Erhalt eines Zuschlags eine sichere Projektfinanzierung ermöglicht wird. Die Anhebung des Ausschreibungsvolumens und ihre Kopplung an Flexibilitätsbereitstellung ist daher zu begrüßen. So kann der Biogasanlagenbestand optimal für das Zusammenspiel mit Windkraftanlagen und Photovoltaik weiterentwickelt werden und leistet einen wichtigen Beitrag zur Defossilisierung.*

*Die Ausgestaltung der neuen, grundsätzlich begrüßenswerten, Flexibilitätsanforderungen muss mit Blick auf die Umsetzbarkeit noch nachjustiert werden. Die Anforderungen sind so gestaltet, dass sie ohne zusätzliche Investitionen, insbesondere in BHKW-Leistung („Überbauung“) und in Gas- und Wärmespeicher, nicht erfüllt werden können. Darauf muss sowohl bei Fristen als auch der Wirtschaftlichkeit Rücksicht genommen werden.*

*Die **Anhebung des Flexibilitätszuschlags** auf 100 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr als Investitionshilfe in Speicher und Überbauung reicht – nach in der kurzen Frist nur abschätzenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen – nicht aus für einen wirtschaftlichen Betrieb und sollte auf 120 Euro angehoben werden. Auch in der Begründung des Fraktionsentwurfs wird nicht deutlich, wie der Wert von 100 Euro berechnet wurde.*

*Insoweit ist auch zu berücksichtigen, dass der aktuell geltende Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2023 von 65 Euro keinerlei Inflation berücksichtigt, aber auch keine Kostensteigerungen bei den entsprechend einzusetzenden Anlagenteilen. Dies steht im Gegensatz zu der BNetzA-Befugnis zur Anpassung der Gebotshöchstwerte nach § 85a EEG 2023, die für den Flexibilitätszuschlag nicht vorgesehen wird. Dieser stellt jedoch für die bietenden Anlagenbetreiber eine immer relevantere Erlösquelle dar, je höher die gesetzlichen Flexibilitätsanforderungen sind. Dies rechtfertigt eine entsprechende Anhebung des im Gesetzentwurf vorgesehenen Flexibilitätszuschlags sowie auch künftig einen gesetzlichen Anpassungsmechanismus für diesen Zuschlag für entsprechende Neuanlagen und -zuschläge.*

*Da die neuen gesetzlichen Anforderungen an die Flexibilisierung ohne neue Investitionen in der Regel nicht erfüllt werden können, für die entsprechenden Zubaumaßnahmen sowie die Installation von Gas- oder Wärmespeicher aber erst entsprechende BImSchG- oder Baugenehmigungen eingeholt werden müssen, sollte die **Umstellungsfrist auf den neuen Förderrahmen** nicht von fünf auf zwei Jahre reduziert werden, sondern bei den bisherigen fünf Jahren bleiben. Anlagenbetreiber, die schneller als nach fünf Jahren die neuen Anforderungen erfüllen, können damit frühzeitiger ihre Förderung umstellen. Anlagenbetreiber hingegen, die die notwendigen anlagenzulassungsrechtlichen Schritte und die Investitionsmaßnahmen nicht innerhalb von zwei Jahren beschreiten können, sollen hierdurch nicht von einer Umstellung ausgeschlossen werden. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung auf zwei Jahre würde hingegen erfordern, dass eine genehmigungsrechtliche Beschleunigung vorher umgesetzt wird.*

### **(3) Wie bewerten Sie die Maßnahme zur bevorzugten Bezuschlagung von Bestandsanlagen mit bestehendem Wärmekonzept im Hinblick auf das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren?**

*Die Sicherung der bestehenden Wärmeversorgungseinrichtungen rechtfertigt aus Sicht des BDEW die Bevorzugung in Ausschreibungsverfahren. Die Definition in § 3 Nummer 47 findet die Unterstützung des BDEW, wenn die Anforderung an die Mindestleistung gestrichen wird. Der Bestand von Wärmeversorgungseinrichtungen an Biogasanlagen lässt eine ausreichende Zahl von Geboten erwarten.*

*Biogasanlagen mit Wärmeabsatz können – mit einem angemessenen Wärmepreis vorausgesetzt – i.d.R. Anlagen ohne Wärmeabsatz in der Biomasseausschreibung unterbieten. Betriebswirtschaftlich ist daher ein Anreiz zur Wärmenutzung bereits vorhanden.*

*Die Wärmeplanungen der Kommunen sind bereits gestartet und werden, je nach Größe der Kommune, bis Juli 2026 bzw. Juli 2028 vorliegen. Bestandsbiogasanlagen können in diesen Plänen v.a. im ländlichen Raum eine wichtige Rolle spielen. Daher ist ausführlich zu diskutieren, ob Anlagen, die sich im Rahmen kommunaler Wärmeplanungen als potenzielle Wärmelieferanten angeboten haben bzw. anbieten, durch das geplante Verfahren benachteiligt werden. Insofern ist die Bedingung eines bestehenden Wärmenetzes vor einem Stichtag als hinderlich einzustufen, da sie in bestehende regulatorische Prozesse eingreift und den Lösungsraum bzw. einzelne Lösungsoptionen für die Strom- und Wärmebereitstellung ohne erkennbaren Grund ausschließt.*

### **(4) Wie bewerten Sie den vorgesehenen Wegfall der Südquote im Hinblick auf den Wettbewerb in den Ausschreibungen?**

*Der BDEW regt an, die Konsistenz zu anderen Regelungsvorhaben zu prüfen, z.B. dem Kraftwerkssicherheitsgesetz.*

### **(5) Wie bewerten Sie die vorgeschlagene Systemumstellung von Bemessungsleistung auf förderfähige Betriebsstunden bei Biogas Neu- und Bestandsanlagen im Hinblick auf die Stärkung der Anreize zur Flexibilisierung und der Wirtschaftlichkeit?**

*Die **neue, absinkende Viertel-Stunden-Förderung** bedeutet, dass die Betreiber künftig versuchen müssen, genau in den 2.500 Stunden (absinkend auf 2.000 Stunden) Strom zu erzeugen und einzuspeisen, in denen der Börsenstrompreis am höchsten liegt. Daraus ergeben sich erhebliche Herausforderungen für den Fahrplan der Biogasanlagen, die gleichzeitig den Wärmebedarf bedienen müssen.*

*Diese Anforderung (inkl. der im Verlauf der Förderperiode geplante Reduzierung auf 8.000 Betriebsviertelstunden) bedeutet eine weitere Reduktion der förderfähigen Strommenge bei gleichzeitiger Wärmelieferung. Die mit dieser Regelung einhergehende notwendige Überbauung bei gleichzeitiger Wärmelieferung ist unter den geplanten Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht darstellbar (Investition für BHKW, Gas- und Wärmespeicher).*

*Die tatsächliche förderfähige Strommenge wird noch weiter reduziert, wenn angenommen wird, dass ins Anfahr- und Abschaltzeiten für BHKWs keine volle Leistung erbracht werden kann.*

**(6) Wie bewerten Sie den Wegfall der Förderung bei Bioenergie bei schwach positiven Preisen im Hinblick auf die Systemdienlichkeit und die Schonung der biogenen Ressourcen?**

*Der Entfall der Vergütung in Viertelstunden mit Strompreisen unter 2 Cent pro kWh, stellt aus Sicht des BDEW eine Überregulierung dar, da bei begrenzten vergütungsfähigen Volllaststunden ohnehin ein Anreiz besteht während der höchsten Preise zu verstromen.*

**(7) Wie bewerten Sie die weitere Absenkung der Maisquote als Beitrag zur Schonung der nachwachsenden Rohstoffe und zum verstärkten Anreiz zur Nutzung von Abfall- und Reststoffen?**

*Eine weitere Verschärfung des Maisdeckels lehnt der BDEW aus mehreren Gründen ab:*

- 1. Bestehende Biogasanlagen, die eine Anschlussförderung erhalten, müssen den aktuell gültigen Maisdeckel einhalten. Dieser ist bereits deutlich ambitionierter als in der Vergangenheit und führt selbst bei gleichbleibender Strom- und Wärmeproduktion zu einem Rückgang der eingesetzten Maismenge.*
- 2. Der Einsatz von nachhaltiger Einsatzstoffe wird bereits in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie über Vorgaben zur THG-Minderung reglementiert. Eine Überregulierung über den Maisdeckel ist daher nicht notwendig.*

## 2.2 Methoden und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

Für die Abschätzung der durch die vorgeschlagenen Maßnahmen vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen wird auf die Methodik der Emissionsbilanz erneuerbare Energieträger zurückgegriffen. Im Rahmen einer Netto-Bilanz lässt sich für das Jahr 2023 ein durchschnittlicher Vermeidungsfaktor in Höhe von 533,15 g CO<sub>2</sub>-Äq. /kWh für die Stromerzeugung aus Biogas ableiten. Beispielsweise lässt sich mittels der zu erwartenden Stromerzeugung durch die vorgeschlagenen Maßnahmen in Höhe von 4.574 GWh in 2023 eine zu erwartende Vermeidung in Höhe von 2,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq. pro Jahr errechnen. Bei kalkulierten Förderkosten von 677 Mio. €/a ergeben sich Vermeidungskosten in Höhe von ca. 225 € pro Tonne CO<sub>2</sub> und Jahr.

### Halten Sie diese Methodik für sachgerecht?

Die Abschätzung der Vermeidungskosten (677 Mio. € / 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. = 282,08 € / t CO<sub>2</sub>-Äq. ≠ 225 € / t CO<sub>2</sub>-Äq.) ist nicht nachvollziehbar. Das Vorgehen zu den vermiedenen Treibhausgasemissionen nach der „Emissionsbilanz erneuerbare Energien“ des UBA ist aber grundsätzlich in Ordnung. Es ist allerdings zu prüfen, ob:

- a. der Bruttovermeidungsfaktor für die durch Biogasstrom ersetzten steuerbaren Energieträger (Braun-, Steinkohle und Erdgas) nicht höher ist,
- b. der Emissionsfaktor von Biogasstrom bei den gegebenen Einsatzstoffen geringer ist und
- c. damit die THG-Vermeidung im Umfang von 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. nicht höher und
- d. die spezifischen Vermeidungskosten niedriger sind.

#### Zu a:

Wenn nur die obersten 30% der Strompreise als Vergleichsmenge und davon nur die fossilen Brennstoffe (Braun-, Steinkohle und Erdgas) als Vergleichswert herangezogen werden, ergibt sich aus der Kombination mit den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe im Vergleich mit dem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes 2023, ein Bruttovermeidungsfaktor von insgesamt 794 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh.<sup>1</sup>

#### Zu b:

---

<sup>1</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23\\_2024\\_cc\\_strom-mix\\_11\\_2024.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strom-mix_11_2024.pdf) (s. Tab. 4, S. 20)

Wenn zur Bestimmung des Emissionsfaktors die folgenden Parameter berücksichtigt werden,

- Standardwerte nach EU 2001/2018 Annex VI
- Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird.
- Der durchschnittliche Substratmix (energetisch) besteht aus Nawaro/Mais (78%), Gülle/Festmist (19%) und Abfall (3%).<sup>2</sup> Da die im Annex VI nur THG-Standardwerte für Mais, Gülle und Abfall vorliegen, werden alle Nawaro, wie Mais behandelt. Aus o.g. Gründen werden dabei Emissionen unterschätzt, da der Maisanteil der eingesetzten Nawaros ca. 70 % beträgt.
- Die Biogasanlagen haben zu 70% bzw. 30% ein gasdicht bzw. kein gasdichtes Gärproduktlager.<sup>3</sup>

ergibt sich ein Emissionsfaktor von 22,8 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro MJ bzw. 82,26 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh.

Es ist zu prüfen, ob die aktuelle „Emissionsbilanz erneuerbare Energien“ des UBA<sup>4</sup> bereits die im Nationalen Inventarbericht veränderten Emissionsfaktoren für Lachgasemissionen aus Stickstoffeinträgen auf landwirtschaftlichen Böden berücksichtigen.<sup>5</sup> Die EU-Kommission hat ebenfalls mit Durchführungsbeschlusses (EU) 2024/2666 deutlich niedrigere spezifische THG-Emissionen beim Anbau von Energiepflanzen für Biogas anerkannt.<sup>6</sup>

Zu c:

Der höhere Nettovermeidungsfaktor ((794 – 82) g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh = 712 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh) ergibt bei der Stromerzeugung von 4.574 GWh eine THG-Vermeidung von 3,26 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.

Zu d:

---

<sup>2</sup> [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_50.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf)

<sup>3</sup> [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_50.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf)

<sup>4</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/20231219\\_49\\_2023\\_cc\\_emissionsbilanz\\_erneuerbarer\\_energien\\_2022\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/20231219_49_2023_cc_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2022_bf.pdf)

<sup>5</sup> <https://doi.org/10.1016/j.aqee.2021.107640>

<sup>6</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L\\_202402666](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202402666)

Daraus ergeben sich THG-Vermeidungskosten für die flexible Strombereitstellung aus Biogas im Umfang von 677 Mio. € / 3,26 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. = 208 € pro t CO<sub>2</sub>-Äq.

## 2.3 Nutzung und Umfang von Ausschreibungen

**(1) Stimmen Sie zu, dass die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen geeignet sind, die Flexibilisierung am effizientesten zu erfüllen?**

*Grundsätzlich ja (vgl. Antworten in vorhergehenden Abschnitten).*

**(2) Sehen Sie das vom BMWK vorgeschlagenen Ausschreibungsvolumen und -design als ausreichend an, um den effizientesten Biogas-Bestandsanlagen eine Anschlussperspektive zu geben?**

*Aus Sicht des BDEW ist die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens grundsätzlich als positiv zu bewerten. An dem Ausschreibungsdesign muss hingegen an einigen Stellen nachjustiert werden (s. Antworten Abschnitt 2.1).*

## 2.4 Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe

**(1) Wie bewerten Sie insgesamt das unter II beschriebene Maßnahmenbündel im Hinblick auf die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe und auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen den Beihilfeempfängern?**

*Eine staatliche Beihilfe kann von der Europäischen Kommission u.a. nur dann genehmigt werden, wenn innerhalb der Ausschreibungen, auf deren Basis die staatliche Beihilfe gewährt wird, hinreichender Wettbewerb um die Zuschläge gewährleistet ist. Bei der Beurteilung hinreichenden Wettbewerbs sind folgende Parameter zu berücksichtigen, die teilweise Gegenstand des Fraktionsentwurfs zum Biogas-Paket sein sollen:*

- *Innerhalb der Ausschreibungen für Biomasse (nicht Biomethan) sollen bestehende Biomasseanlagen mit einem Anschluss an eine Wärmeversorgungsanlage bevorzugt bezuschlagt werden (§ 39d Abs. 2 und 3 EEG-E);*
- *Erhöhung der Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen ab dem Jahr 2025 um 29 % der Mengen, für die im vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Biomethananlagen nach diesem Gesetz keine Zuschläge erteilt werden konnten, bzw. ab dem Jahr 2026 um die Mengen, für die in dem jeweils dritten vorangegangenen*

*Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Biomasseanlagen nach diesem Gesetz keine Zuschläge erteilt werden konnten (§ 28c Abs. 3 EEG 2023; eingeführt durch das „Solarpaket I“), sowie*

- *Anhebungen der auszuschreibenden Leistung für Biomasseanlagen nach § 28c EEG-E i.S. des Fraktionsentwurfs zum Biogas-Paket und*
- *Aufschlag auf den Zuschlag bei Bezuschlagung von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 kW in Biomasseausschreibungen in den Kalenderjahren 2024 und 2025 von 0,5 Cent pro kWh (§ 39i Abs. 5 EEG 2023).*

**(2) Wie schätzen Sie das Risiko des Eingriffs in den Wettbewerb durch die teilweise Bevorzugung von Bestandsanlagen mit Wärmekonzept ein?**

*Siehe Antwort zu 2.4.1.*

**(3) Wie bewerten Sie die Maßnahmen zum Anreiz für eine stärkere Flexibilisierung hinsichtlich ihrer Wirksamkeit auf die System- und Versorgungssicherheit?**

*Die Anpassungen des Gesetzentwurfs müssen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs geprüft werden (s. obenstehende Antworten).*

**(4) Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge um die Flexibilität von Biogasanlagen noch effektiver und/oder effizienter anzureizen?**

*Die geplanten Regelungen sollten folgende Punkte angemessen würdigen:*

- *Die notwendigen Investitionen in den BGA-Anlagenpark zur Flexibilisierung (BHKW, Gas- und Wärmespeicher, ...) sind gut abschätzbar.*
- *Die Erlöse auf dem Strommarkt sind hingegen schwieriger zu prognostizieren und auch abhängig vom Wärmebedarf (die Anlage kann nicht nur stromgeführt betrieben werden; auch in Zeiten niedriger Strompreise müssen die Anlagen zur Wärmeversorgung betrieben werden).*

**(5) Sollte der Flexibilitätszuschlag auf die insgesamt installierte Leistung gezahlt werden oder nur auf neue, zusätzlich installierte Leistung – und wie sollte die zusätzlich installierte Leistung in diesem Fall definiert sein – und wie bewerten Sie die Höhe des Flexibilitätszuschlages?**

*Der Flexibilitätszuschlag sollte auf die gesamte installierte Leistung gezahlt werden. Damit erhalten Biogasanlagenbetreiber die größtmögliche unternehmerische Freiheit. Der Flexibilitätszuschlag sollte mindestens 120 Euro pro kW installierter Leistung betragen. Die Förderung sollte wie die Höchstgebotswerte kontinuierlich überprüft und ggf. angepasst werden.*

**(6) Wie schätzen Sie die Auswirkungen der dauerhaften Streichung der Südquote auf die System- und Versorgungssicherheit ein?**

*Der BDEW regt an, die Konsistenz zu anderen Regelungsvorhaben zu prüfen, z.B. dem Kraftwerkssicherheitsgesetz.*

**(7) Wie bewerten Sie die Maßnahmen zum Wegfall der Förderung bei schwach positiven Preisen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen?**

*Weitgehende Schärfungen mit Hinblick auf den systemdienlichen Einsatz von Biogas sind sinnvoll. Hierbei muss sichergestellt werden, dass Anlagen bei einer Reduzierung der Betriebsstunden, aber gezieltem/flexiblem Einsatz, auskömmliche Erlösmöglichkeiten haben, die deren langfristiges Bestehen sicherstellen. Gleichzeitig muss die Wärmenutzung bzw. die Kraft-Wärme-Kopplung realisierbar bleiben.*

**(8) Welche Wechselwirkungen sehen Sie zwischen Höhe der förderfähigen Betriebsstunden, dem Höchstwert und der Höhe des Flexibilitätszuschlages?**

*Je weniger förderfähige Betriebsstunden, desto höher müssen der Höchstwert bzw. der Flexibilitätszuschlag sein, um Kosten zu decken und ggf. einen Gewinn zu erzielen.*

**(9) Wie beurteilen Sie die vorgeschlagenen förderfähigen Betriebsstunden im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und insbesondere auf die Auswirkungen auf das Wärmekonzept?**

*Anlagenbetreiber müssen auch auf den Wärmebedarf Rücksicht nehmen: bei wenigen Betriebsstunden sind große Gas- und Wärmespeicher erforderlich, was wiederum hohe Investitionskosten und im Falle der Wärmespeicher Speicherverluste verursacht.*