

Stellungnahme

Zum Gesetzesentwurf des Bundeswirtschafts- ministeriums zur Änderung des Erneuerbare-Energien- Gesetzes vom 4.3.2022

Stand: 17.03.22

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	4
Vorbemerkung und Grundsätzliches zum „Osterpaket“	5
1. Stellungnahme zu den Ausbauzielen.....	6
2. Stellungnahme zur weitgehenden Beschränkung der Biomasse-Vergütung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke.....	8
2.1. Neubau flexibler Biogas-KWK und Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands sollten Priorität ggü. Neubau von Spitzenlastkraftwerken haben	8
2.2. Die Beschränkung von Biomethan auf Spitzenlastkraftwerke verschenkt Flexibilitäts- und Effizienzpotenzial	9
2.3. Vorschlag für eine Neuaufteilung der Ausschreibungsvolumina und Festlegung des Ausbauziels	10
2.3.1. Vorschlag für die Ausschreibungsvolumina der Biomethan-Ausschreibungen 2023-2028.....	10
2.3.2. Vorschlag für eine Übertragung der Ausschreibungsvolumina und des Ausbauziels des EEG 2021 in das EEG 2023.....	11
2.4. Ergänzung: Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung § 39k).....	12
3. Stellungnahme zu weiteren Aspekten	13
3.1. Zur Verordnungsermächtigung zur Umstellung der EEG-Vergütung auf „Contracts for Difference“ (§ 88f RefE).....	13
3.2. Zur Verordnungsermächtigung zur Einführung einer Vergütung für „Hybridkraftwerke“ (§ 39o RefE).....	13
4. „No Regret“-Maßnahme: Beschleunigte Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas	14
4.1. Verschärfung der Flexibilitätsanforderungen für neu bezuschlagte Biogasanlagen ab 2026 (Änderung von § 39i Abs. 2)	14
4.2. Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3)	15
4.3. Verlängerung der Frist zwischen Ausschreibung und Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (Änderung von § 39g Abs. 2)	16
4.4. Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen (Änderung von § § 100 Abs. 2 Nr. 12)	17
5. „No Regret“-Maßnahme: Investitionssicherheit erhöhen	17
5.1. Endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d).....	17
5.2. Südquote streichen (Änderung von § 39d)	18

5.3. Prüfauftrag für eine unbürokratische Weiterentwicklung der Anschlussregelung.....	18
6. „No Regret“-Maßnahme: Kurzfristige und befristete Erhöhung der Energieproduktion von Bestandsanlagen zur Entlastung der Einsparung von Erdgas	19
7. „No Regret“-Maßnahme: Hemmnisse für den Ausbau der Güllevergärung beseitigen	22
7.1. Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen (Änderung § 9 Abs. 5 Nr. 1).....	22
7.2. Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung mindestens auf 150 kW Bemessungsleistung festsetzen, Vergütung erhöhen und Degression aussetzen (Änderung von § 44)	22
7.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEG)	23
7.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEG).....	23
7.3.2. „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG).....	23
7.4. Zuschlag für Kleinanlagen erhöhen (Änderung von § 39g Abs. 1, § 39i Abs. 5)	24
8. „No Regret“-Maßnahme: Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung.....	24
8.1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen (neu) ..	25
8.2. Beteiligung an Netzanschlusskosten deckeln (Änderung der GasNZV)	25

Das Wichtigste in Kürze

1. **Das vorliegende Gesetzespaket**, insbesondere auch der Referentenentwurf (RefE) für eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021), **wird weder den klimapolitischen Ambitionen** der Bundesregierung **noch der geo- und wirtschaftspolitischen Notwendigkeit** zur Reduzierung von fossilen Rohstoffimporten gerecht. Die **Chancen der Bioenergie** zur Substitution von importierten fossilen Energieträgern durch heimische erneuerbare Energie werden **nicht genutzt**. Verschiedene energierechtliche Hemmnisse im EEG und anderen Gesetzen sowie Hemmnisse im Bereich der technischen und genehmigungsrechtlichen Auflagen werden nicht angegangen.
2. Stattdessen sieht der RefE sogar **Änderungen im EEG vor, die energiepolitisch unnötig und teils kontraproduktiv sind** und in den nächsten Jahren sogar **zu einem Rückgang der Strom- und Wärmezeugung aus Biogasanlagen, Holzheizkraftwerken und Biomethan führen** könnten. Dazu zählt insbesondere die beabsichtigte „Fokussierung“ der Biomasse-Vergütung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke. Eine solche Fokussierung ist energiewirtschaftlich unnötig, weil in einem flexiblen Energiesystem der Flexibilitätsbedarf effizienter und günstiger durch andere Optionen bereitgestellt werden kann, insbesondere auch durch flexible Biogasanlagen, Biomethan-KWK und Holzheizkraftwerke. Die „Fokussierung“ würde zu einem Abbau der Strom- und Wärmezeugung aus Biomasse führen, weil der energiewirtschaftliche Bedarf solcher Spitzenlastkraftwerke so gering ist, dass ein kleiner Teil der heutigen Biogasproduktion ausreichen würde, um die benötigte Biomethanmenge bereitzustellen. Der Neubau solcher Spitzenlastkraftwerke kann deshalb ein kleiner Baustein der Bioenergie-Vergütung im EEG sein; **der Fokus sollte auf dem Erhalt und die Flexibilisierung des heutigen Anlagenparks sowie auf die Erschließung noch offener Biomassepotenziale liegen**.
3. Viele der dafür notwendigen Regelungen stellen **„No Regret“-Maßnahmen** dar und sind unabhängig von weiteren Positionierungsprozessen zur Bioenergie sinnvoll und politisch konsensfähig.
 - Die **endogene Mengensteuerung und die Südquote** führen zu einer unnötigen Investitionsunsicherheit und sind **abzuschaffen**.
 - Biogasanlagen können noch deutlich stärker auf eine flexible Fahrweise umgerüstet werden. Für Bestandsanlagen sollten die **Rahmenbedingungen für die Flexibilität verbessert** werden, insbesondere durch eine Weiterentwicklung von Flexibilitätsprämie und Fristen im Ausschreibungsverfahren, ergänzt um **verschärfte Flexibilitätsanforderungen für neue Biogasanlagen und Biomethan-KWK**.
 - Viele bestehende Biogasanlagen haben die Möglichkeit kurzfristig ihre Gas-, Strom- und Wärmeproduktion zu erhöhen und so die Nutzung von Erdgas zu reduzieren und die Gasspeicher zu schonen. **Regulatorischen Einschränkungen für eine Erhöhung der Gasproduktion** sollten **kurzfristig und befristet ausgesetzt** werden. Neben dem EEG betrifft dies überwiegend auch die technischen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen in anderen Regelwerken.
 - Durch wenige Änderungen im EEG kann die **Vergärung von Gülle in Biogasanlagen ange-reizt** und so die im Koalitionsvertrag angekündigte Senkung der landwirtschaftlichen Methanemissionen angegangen werden.
 - Die **Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Einspeisung ins Gasnetz** erhöht die Flexibilität der Biogasnutzung und sollte durch Verbesserungen im EEG wie auch in der Gasnetzzugangsverordnung angereizt werden.
 - Die **Steigerung der Investitionssicherheit** sowohl für Neu- als auch für Bestandsprojekte.

Vorbemerkung und Grundsätzliches zum „Osterpaket“

Die Bioenergieverbände begrüßen die großen klimapolitischen Ambitionen der neuen Bundesregierung und die vielen im Koalitionsvertrag bereits angekündigten Einzelmaßnahmen. Nun gilt es die Ziele und Vorhaben weiter auszuarbeiten und in konkrete Gesetzgebungsprozesse zu überführen. Dabei muss auch die Bioenergie als Problemlöser bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen eine wichtige Rolle spielen. Sehr begrüßen wir deshalb die Ankündigung im Koalitionsvertrag, die Bioenergie solle in Deutschland eine neue Zukunft erfahren.

Leider wird das vorliegende Gesetzespaket in Bezug auf die Chancen der Bioenergie den Ambitionen der Bundesregierung nicht gerecht. Die Bioenergieverbände haben eine Vielzahl von Vorschlägen unterbreitet, wie die Potenziale der Bioenergie für einen nachhaltigen und volkswirtschaftlich kosteneffizienten Klimaschutz gehoben werden können.¹ Jedoch werden nicht nur die klimapolitischen Chancen versäumt, indem zentrale Hemmnisse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021), in anderen energierechtlichen Regelwerken wie auch im Bereich der technischen und genehmigungsrechtlichen Auflagen nicht angegangen werden. Vielmehr sieht der Referentenentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (RefE EEG 2023) sogar Änderungen vor, die die Nutzung von Biogasanlagen, Holzheizkraftwerken und Biomethan in den nächsten Jahren reduzieren würden. Das ist angesichts der hohen klimapolitischen Ambitionen wie auch der geo- und wirtschaftspolitischen Notwendigkeit, den Import fossiler Energieträger zu reduzieren, nicht vertretbar. Die Bioenergieverbände appellieren an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie im nachfolgenden politischen Prozess ebenso an die Bundesregierung, den Entwurf im weiteren Gesetzgebungsverfahren nachzubessern.

Im Folgenden nehmen die Bioenergieverbände Stellung zu dem vorliegenden Gesetzesentwurf (Abschnitt 1-3) und unterbreiten Ergänzungsvorschläge, die unabhängig von weiteren Positionierungsprozessen zur Bioenergie politisch konsensfähig sind und deshalb kurzfristig aufgegriffen werden sollten (Abschnitt 4-8).

¹ Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) / Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB), Vorschläge für ein Klimaschutzsofortprogramm. Abrufbar unter: [HBB/BBE Positionspapier: Vorschläge für ein Klimaschutzsofortprogramm :: Hauptstadtbüro Bioenergie \(hauptstadtbuero-bioenergie.de\)](https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de)

1. Stellungnahme zu den Ausbauzielen

Im RefE wird die installierte Leistung von Photovoltaik, Windenergie und Bioenergie und die gesamte Erneuerbare Stromerzeugung vorgegeben. Der Beitrag der einzelnen Sparten zur gesamten Stromerzeugung hängt daher von den jeweiligen Volllaststunden ab. Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) hat deswegen mit einer Szenarioanalyse untersucht, inwieweit die Ziele für die installierte Leistung der verschiedenen Sparten der Erneuerbaren Energien im RefE ausreichen, um die im RefE vorgesehenen und im Koalitionsvertrag beschlossenen Ziele eines Anteils von 80 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und 578 Terawattstunden (TWh) Erneuerbaren Strom im Jahr 2030 zu erreichen. Für die Szenarien werden die folgenden Volllaststunden für Neuanlagen bis 2030 angenommen (siehe Tabelle 1). Es wird dabei berücksichtigt, dass Biomasse nach Absicht des BMWK auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke fokussiert werden soll und Biomethan künftig nur noch in Kraftwerken eingesetzt werden soll, die höchstens an 10 Prozent der Stunden eines Jahres Strom erzeugen. Deswegen gehen die durchschnittlichen Volllaststunden der Neuanlagen in der BEE-Analyse auf 3.000 Stunden bis 2030 zurück.

Volllaststunden	Neue bzw. neu in Betrieb genommene Anlagen 2022-2030	Durchschnitt Bestand und Neubau 2030
Wasserkraft	3.700	3.700
Windenergie an Land	2.500	2.271
Windenergie auf See	3.900	3.774
Photovoltaik	930	936
Geothermie	4.500	4.418
Bioenergie	3.000	3.631

Tabelle 1: Annahmen der Szenarioanalyse: Volllaststunden der Erneuerbaren Energien

Die Szenarioanalyse berücksichtigt zudem die geringeren Volllaststunden der Neuanlagen im Jahr 2030 durch den unterjährigen Zubau und nimmt dafür an, dass die Anlagen im Installationsjahr nur 40 Prozent ihrer potenziellen Stromerzeugung einspeisen. Für die Photovoltaik und die Windenergie ist dieser Aspekt besonders relevant, weil die Installation bis zum Jahr 2030 stetig steigt (Wind an Land 10 Gigawatt [GW], Wind auf See 9 GW und Photovoltaik 20 GW). Die tatsächliche Stromerzeugung der 2030-Neuanlagen dieser Sparten ist deswegen im Jahr 2030 um fast 50 TWh geringer als ihre potenzielle Erzeugung.

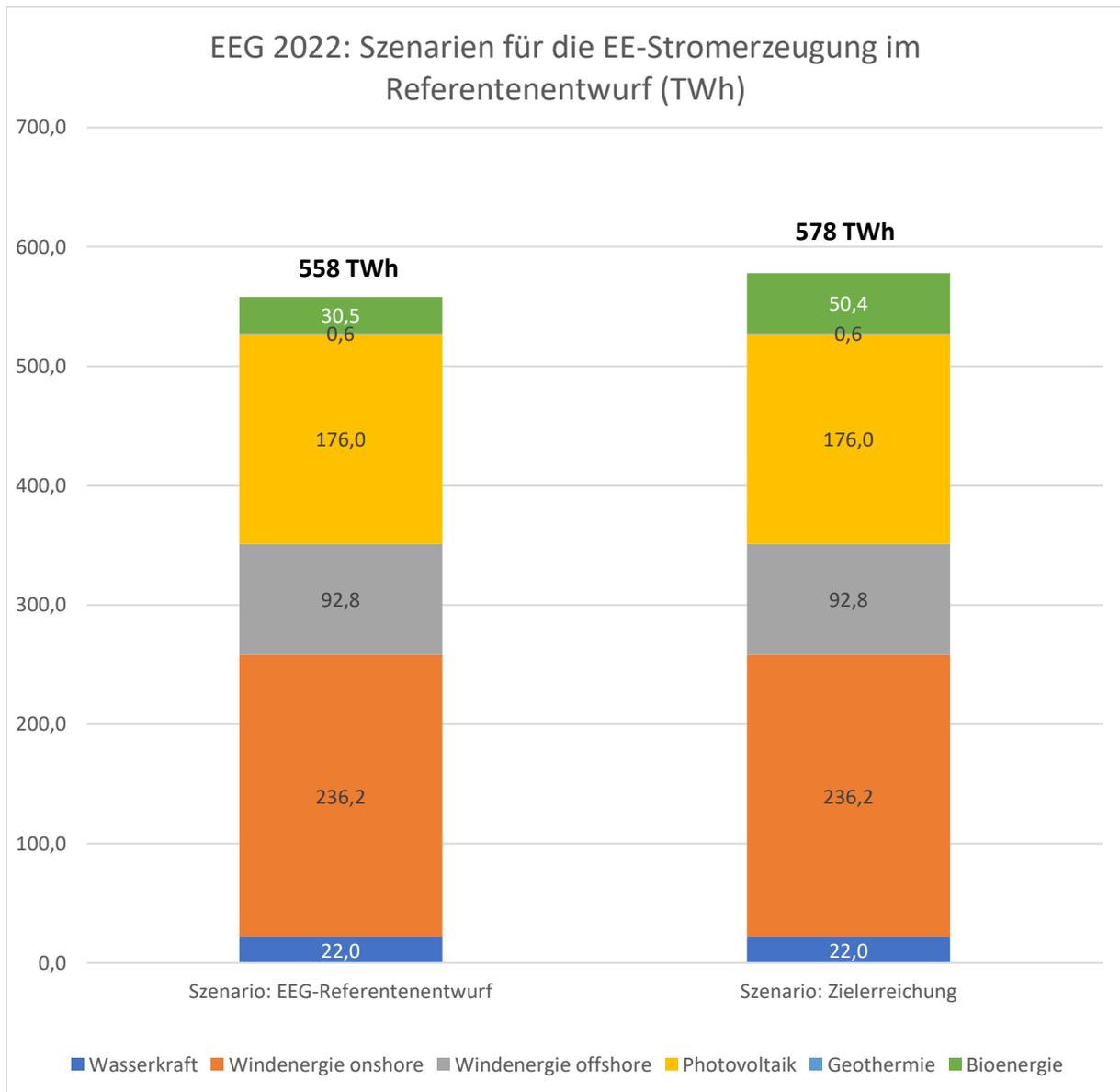
Der BEE hat für die Analyse zwei Szenarien entwickelt. Das Szenario „EEG-Referentenentwurf“ berücksichtigt ausschließlich die Leistungsziele des BMWK-Entwurfs. Die Berechnung des BEE ergibt, dass mit diesen Leistungswerten die BMWK-Ziele von 80 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie die angestrebten 578 TWh Erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 verfehlt werden (siehe Tabelle 2 und Abbildung 1). Die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energie beträgt in diesem Szenario nur 558 TWh und erreicht damit nur einen Anteil von 78 Prozent. Das sind drei Prozentpunkte weniger als bei Erfüllen des 578-TWh-Ziels (89 Prozent).

Vorschlag

Im Szenario „Zielerreichung“ wird diese Lücke geschlossen, indem die **Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 auf dem gleich hohen Niveau wie 2021 verbleibt**. Dafür ist eine **Anhebung der installierten Bioenergieleistung auf 15 GW bis 2030** erforderlich. In diesem Szenario können somit alle Ziele des BMWK erreicht werden. Natürlich müssen ergänzend zur Festlegung entsprechender Ziele auch die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Errichtung einer Neuanlage bzw. den Weiterbetrieb einer Bestandsanlage attraktiv machen (z.B. adäquate Gebotshöchstwerte).

	2021	2030	
	Status Quo (TWh)	Szenario: EEG-Referentenentwurf (TWh)	Szenario: Zielerreichung (TWh)
Wasserkraft	19,1	22,0	22,0
Windenergie onshore	90,1	236,2	236,2
Windenergie offshore	24,7	92,8	92,8
Photovoltaik	48,7	176,0	176,0
Geothermie	0,2	0,6	0,6
Bioenergie	50,7	30,5	50,4
Gesamt	242,4	558,1	578,0
Bruttostrombedarf	571,2	715,0	715,0
EE-Anteil	42%	78%	89%

Tabelle 2: Ergebnisse der Szenarioanalyse: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in TWh



2. Stellungnahme zur weitgehenden Beschränkung der Biomasse-Vergütung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke

Der RefE sieht vor, die Vergütung von Biomasse „stärker auf hochflexible Biomethan-Spitzenlastkraftwerke zu konzentrieren“. Deshalb soll zum einen die Vergütung von Biomethan auf die bereits vorhandenen Biomethan-Ausschreibungen beschränkt werden, welche wiederum durch eine weitere Absenkung der vergütungsfähigen Volllaststunden auf ca. 900 (bisher ca. 1.200) sowie eine Aufhebung der Größenbeschränkung (bisher maximal 20 Megawatt [MW]) neu ausgestaltet werden. So werden nur noch Spitzenlastkraftwerke mit sehr wenigen Volllaststunden pro Jahr – so genannte „Peaker“ – adressiert, bei denen es sich überwiegend um Gasturbinenkraftwerke ohne Wärmeauskopplung handelt. Zum anderen soll das Ausschreibungsvolumen der regulären Ausschreibung, die Holzheizkraftwerke, flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie bisher auch flexible Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) adressiert, abgesenkt und das Ausschreibungsvolumen der neu ausgestalteten Biomethan-Ausschreibung angehoben werden. Zwar nennt der RefE keine konkreten Ausschreibungsvolumina, aber da der RefE vorsieht, ab 2025 das reguläre Volumen nur noch einmal jährlich auszuschreiben (bisher zweimal) und das Biomethan-Volumen zweimal pro Jahr (bisher einmal), deutet sich an, dass eine **umfassende Verschiebung der Biomasse-Vergütung hin zu Biomethan-Spitzenlastwerken** geplant ist, was für die **Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Holzheizkraftwerken nur noch eine marginale und für Biomethan-KWK-Anlagen gar keine Rolle** mehr vorsieht. Da darüber hinaus das Ziel für die insgesamt installierte Leistung bei 8,4 GW konstant gehalten wird, **liegt die mit dem EEG 2023 angereizte Strommenge potenziell deutlich unter der angereizten Strommenge des EEG** (die genaue Differenz der Strommenge ist abhängig von der konkreten Festlegung der Ausschreibungsvolumina, die im RefE noch offengelassen werden).

Die Bioenergieverbände sind ebenfalls der Auffassung, dass insbesondere die Rolle von Biogas (einschließlich Biomethan) sein muss, sich flexibel an die Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie anzupassen, sowie der Ansicht, dass etwaige Spitzenlastkraftwerke mit sehr wenigen Volllaststunden pro Jahr mit Biomethan befeuert werden sollten. Allerdings ist die geplante **umfassende Verschiebung der Biomasse-Vergütung aus energiewirtschaftlicher Sicht unnötig, ineffizient und führt zu einem radikalen Abbau des Bioenergieanlagenbestands** und damit der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse insgesamt.

2.1 Neubau flexibler Biogas-KWK und Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands sollten Priorität ggü. Neubau von Spitzenlastkraftwerken haben

Grundsätzlich haben **reine Spitzenlastkraftwerke einen Effizienznachteil gegenüber** den im Bioenergiebereich sonst üblichen **KWK-Anlagen**, weil die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme ungenutzt bleibt. So hat beispielsweise eine Gasturbine einen Gesamtwirkungsgrad von rund 40 Prozent, die im Biogasbereich üblichen Blockheizkraftwerk (BHKW) bzw. die Dampfturbinen von Biomasseheizkraftwerken hingegen einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 Prozent. Das führt dazu, dass die für den Klimaschutz notwendige erneuerbare Wärme an anderer Stelle durch andere Technologien erzeugt werden muss, was zusätzliche betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringt. Insofern technisch und wirtschaftlich möglich, sollte der Bedarf an **flexibler gesicherter Leistung** zum Ausgleich von Wind- und Solarenergie deshalb **in erster Linie durch KWK-Anlagen** gedeckt werden. Der **Neubau von Peakern sollte nachrangig angegangen werden** und nur in dem Maße, wie der Flexibilitätsbedarf nicht durch KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die jüngste Studie des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) zum zukünftigen Strommarktdesign simuliert die volkswirtschaftlichen Kostenvorteile von bestimmten Graden der Flexibilisierung des Energiesystems². Die Simulation zeigt, dass es **in einem flexibilisiertem Energiesystem mit 100 Pro-**

² Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. Abrufbar unter: [BEE Studie Strommarktdesign \(klimaneutrales-stromsystem.de\)](https://www.bee.de/aktuelles/strommarktdesign)

zent Erneuerbarer Energien praktisch keiner Peaker bedarf, da der Flexibilitätsbedarf nahezu vollständig über andere Optionen wie Bioenergie- und flexible KWK-Anlagen, Netzausbau, Speicher und ein flexibles Verbraucherverhalten („Demand-Side-Management“) abgedeckt werden kann („Reformszenario“).

Die BEE-Studie zeigt weiterhin, dass **selbst bei einer geringeren Flexibilisierung langfristig der Bedarf an Peakern so gering ist**, dass selbst bei einer vollständigen Befeuerung mit Biomethan **nur ein Bruchteil der heutigen Biogasproduktion dafür benötigt** wird („Basisszenario“). Konkret ergibt die Simulation bei einer Energieversorgung von 100 Prozent Erneuerbaren Energien eine installierte Leistung von 9,7 GW Kraftwerksleistung, die ca. 450 Volllaststunden pro Jahr betrieben wird. Ein solcher Kraftwerkspark würde rund 11 TWh Biomethan benötigen, was in etwa der heutigen Biomethanproduktion bzw. 12 Prozent der heutigen Biogasproduktion insgesamt entspricht. Selbst wenn das Flexibilitätspotenzial anderer Optionen nicht voll gehoben werden kann und ein Neubau von Biomethan-Peakern notwendig wird, ist die **Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands** bzw. die Errichtung neuer flexibler Biogas-KWK-Anlagen eine „No Regret“-Maßnahme.

Vorschlag

Aus diesen Gründen sollte der **Fokus der Biomassevergütung** neben dem Erhalt des Bioenergieanlagenbestands bzw. der Erschließung noch offener nachhaltiger Potenziale **auf der umfassenden Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethan-BHKW und dem Ausbau der Wärmeerzeugung** liegen. Der **Neubau von Biomethan-Peakern kann ein weiterer Baustein sein** und im Rahmen der Biomethan-Ausschreibungen das reguläre Ausschreibungssegment in einem gewissen Maße ergänzen.

Für einen Vorschlag zur Aufteilung der Ausschreibungsvolumina im Rahmen der (ohnehin zu niedrigen) Ausschreibungsvolumina und zu einer entsprechenden Anpassung des Biomasse-Ziels für 2030 siehe unten, Abschnitt 2.3. Für entsprechende Vorschläge zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas im regulären Segment siehe unten, Abschnitt 4.

2.2. Die Beschränkung von Biomethan auf Spitzenlastkraftwerke verschenkt Flexibilitäts- und Effizienzpotenzial

In längeren Zeiten mit niedriger Wind- und Solarstromerzeugung kann es vorkommen, dass hochflexiblen Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung trotz des anhaltenden Bedarfs an flexibler Stromerzeugung abschalten müssen, weil ihr Rohgasspeicher leer sind. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, **flexibilisierte Biogasanlagen ans Gasnetz anzuschließen**, damit sie in diesen Zeiten **Biomethan aus dem Gasnetz beziehen** und die Stromerzeugung fortsetzen können, bis der Rohgasspeicher wieder gefüllt ist. Wenn Biomethan aber nicht in Anlagen eingesetzt werden darf, die ihre EEG-Vergütung über das reguläre Ausschreibungssegment ersteigert haben, dann sind solche Anlagenkonzepte nicht möglich und es wird großes Potenzial verschenkt, Biogasanlagen für die Bereitstellung von Flexibilität zu nutzen.

Wie oben beschrieben ist, soweit technisch und wirtschaftlich möglich, die Bereitstellung von Flexibilität durch biogene KWK-Anlagen volkswirtschaftlich effizienter als der Neubau von Spitzenlastkraftwerken, weil die KWK-Wärme andere Wärmeerzeugungstechnologien substituiert. Da **Biomethan** ohne technische Restriktionen auch saisonal speicherbar ist, ist es **besonders geeignet für den Betrieb von KWK-Anlagen** und eine Fokussierung der Biomethanvergütung auf Spitzenlastkraftwerke deshalb nicht sinnvoll.

Vorschlag

Biomethan sollte auch im regulären Ausschreibungssegment vergütungsfähig sein.

2.3. Vorschlag für eine Neuaufteilung der Ausschreibungsvolumina und Festlegung des Ausbauziels

2.3.1. Vorschlag für die Ausschreibungsvolumina der Biomethan-Ausschreibungen 2023-2028

Wie oben beschrieben sollte der Neubau von Spitzenlastkraftwerken auf das energiewirtschaftlich notwendige Minimum beschränkt werden, d.h. ihr Bau sollte nur in dem Maße angereizt werden wie absehbar ist, dass der Flexibilitätsbedarf des Energiesystems nicht durch effizientere Optionen wie flexible Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke, KWK-Anlagen mit Biomethan oder strombasierten Brennstoffen, Wasserkraftwerke, Netzausbau, Speicher oder verbrauchsseitige Flexibilität gedeckt werden kann. Die Hebung dieser Flexibilitätspotenziale sollte deshalb vorrangig angegangen und bei dem Neubau von Spitzenlastkraftwerken auf Sicht gefahren werden.

Die oben erwähnte BEE-Studie ermittelt abhängig von der Flexibilisierung des Gesamtsystems einen Bedarf an Spitzenlastkraftwerken von 0,5 bis 9,7 GW installierte Leistung in einem Energiesystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Um keine unnötigen Vorfestlegungen zu treffen, schlagen wir vor, einen Mittelwert anzupeilen in Höhe von 4,5 GW im Jahr 2035 und einen exponentiellen Zubau anzustreben. Sollte sich in den nächsten Jahren abzeichnen, dass der Bedarf vom Ausbaupfad abweicht, können die Ausschreibungsvolumina entsprechend erhöht oder abgesenkt werden.

Vorschlag

Ausbauziel und Ausschreibungsvolumina für die Biomethan-Ausschreibung 2023-2028											
Ausbauziel 2035 für Biomethan-Spitzenlastkraftwerke									4,5 GW		
Ausbaupfad											
Jahr	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GW	0,3	0,6	0,95	1,3	1,7	2,1	2,55	3,0	3,5	4,0	4,5
Ausschreibungsvolumina 2025-2028 (mit 2 Jahren Vorlaufzeit)											
Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028					
MW	300	300	350	350	400	400					
Verteilt auf 2 Ausschreibungen pro Jahr											

2.3.2. Vorschlag für eine Übertragung der Ausschreibungsvolumina und des Ausbauziels des EEG 2021 in das EEG 2023

Unter der Annahme, dass alle bezuschlagten Anlagen errichtet bzw. weiterbetrieben werden und ihre jeweils maximal zulässige Stromerzeugung voll ausnutzen, wird mit den Ausschreibungsvolumina im EEG 2021 (regulär + Biomethan) in den Jahre 2023-2028 eine Strommenge von ca. 16,7 TWh el. angereizt.

Ausschreibungsvolumen & maximal angereizte Strommenge in 2023-2028 gemäß EEG 2021			
Ausschreibungssegment	Volumen 2023-2028 insgesamt	Maximal zulässige Volllaststunden pro Jahr	Maximal angereizte Strommenge 2023-2028 insgesamt
Regulär	3.600 MW inst.	4.306 Vlh/a	15,5 TWh el
Biomethan	900 MW inst.	1.314 Vlh/a	1,2 TWh el
Biomasse insg.	4.500 MW inst.	4.306 Vlh/a	16,7 TWh el.

Durch die Verschiebung der Ausschreibungsvolumina vom regulären Segment hin zum Biomethan-Segment sowie die Absenkung der maximal zulässigen Volllaststunden im Biomethan-Segment sinkt auch die maximal angereizte Strommenge aus Biomasse. Wie oben beschrieben muss zur Erreichung der anteiligen und absoluten Ausbauziele für die Erneuerbare Stromerzeugung in 2030 die Stromerzeugung aus Biomasse in etwa auf dem heutigen Niveau erhalten und deshalb aufgrund der sinkenden Volllaststunden das Ziel für die installierte Leistung und die Ausschreibungsvolumina erhöht werden. In keinem Fall sollte aber die im RefE angestrebte verstärkte Verschiebung der Biomasse-Vergütung hin zu Biomethan-Spitzenlastkraftwerken dazu führen, dass die insgesamt angereizte Strommenge aus Biomasse gegenüber dem EEG 2021 sinkt. Eine solche Absenkung entbehrt jeglicher politischer Basis und wäre ein massiver Vorgriff auf die im Koalitionsvertrag vorgesehene „nachhaltige Biomasse-Strategie“. Um die Strommenge, die mit dem EEG 2023 in den Jahren 2023-2028 angereizt wird, bei 16,7 TWh zu halten, muss entsprechend der Verschiebung der Ausschreibungsvolumina und der Absenkung der maximal zulässigen Volllaststunden im Biomethan-Segment von ca. 1.300 auf ca. 900 das Ausschreibungsvolumen angehoben werden.

Vorschlag

Auf Basis des obigen Vorschlags zur **Festlegung der Ausschreibungsvolumina** für die Biomethan-Ausschreibungen wird das Ausschreibungsvolumen im regulären Segment *mindestens* wie folgt festgesetzt, um die in den Jahren 2023-2028 maximal angereizte Strommenge bei 16,7 TWh zu halten. Entsprechend sollte auch der Turnus von **zwei Ausschreibungen pro Jahr** beibehalten werden. Eine zweimalige Ausschreibung pro Jahr ist auch im Biomethan-Segment sinnvoll.

Übertragung der Ausschreibungsvolumina des EEG 2021 in das EEG 2023						
	Regulär (max. 4.306 Vlh/a)		Biomethan (max. 876 Vlh/a)		Biomasse Insgesamt	
	Volumen	Strommenge	Volumen	Strommenge	Volumen	Strommenge
2023	600 MW	2,6 TWh	300 MW	0,26 TWh	900 MW	2,85 TWh
2024	600 MW	2,6 TWh	300 MW	0,26 TWh	900 MW	2,85 TWh
2025	580 MW	2,5 TWh	350 MW	0,31 TWh	930 MW	2,85 TWh
2026	580 MW	2,5 TWh	350 MW	0,31 TWh	930 MW	2,85 TWh
2027	550 MW	2,4 TWh	400 MW	0,35 TWh	950 MW	2,85 TWh
2028	550 MW	2,4 TWh	400 MW	0,35 TWh	950 MW	2,85 TWh
2023-2028 insgesamt	3.460 MW	14,9 TWh	2.100 MW	1,84 TWh	5.560 MW	16,7 TWh

2.4. Ergänzung: Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung § 39k)

Die Biomethan-Ausschreibung soll auf die „Südregion“ beschränkt, also primär auf die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern, begrenzt werden. Diese **Begrenzung auf die Südregion ist energie-wirtschaftlich nicht sinnvoll**. Die Gebote in der vergangenen Biomethan-Ausschreibung, die für Gebote aus ganz Deutschland offenstand, stammten zu einem Großteil von Standorten in Nord- und Westdeutschland, was zeigt, dass auch in diesen Bundesländern ein großes Interesse und ein Bedarf an hochflexibler KWK-Leistung besteht. Darüber hinaus ist eine Begrenzung auf die Südregion **nicht im Sinne des Gesetzgebers, weil sie den Kreis potenzieller Bieter stark eingrenzt und damit den Wettbewerb schwächt**.

Vorschlag

Die Biomethan-Ausschreibung wird auch zukünftig für alle Standorte geöffnet (Streichung von § 39k).

3. Stellungnahme zu weiteren Aspekten

3.1. Zur Verordnungsermächtigung zur Umstellung der EEG-Vergütung auf „Contracts for Difference“ (§ 88f RefE)

Der RefE sieht in § 88 eine Verordnungsermächtigung vor, auf deren Grundlage Anpassungen am Vergütungssystem vorgenommen werden können. Hier möchte der Gesetzgeber eine Weiterentwicklung des Vergütungsdesigns vor allem hinsichtlich sogenannter Differenzverträge (Contracts for Difference - „CfDs“) ermöglichen.

Die Bioenergieverbände sehen die **Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen**“ unter dem §88f RefE als kritisch an und verweist hierbei auch auf die im Februar 2022 veröffentlichte Kurzanalyse des BEE. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist es dringend notwendig solche Punkte in der von der Bundesregierung geplanten Plattform „klimaneutrales Stromsystem“ intensiv zu erörtern, bevor man dies umsetzt.

Die Bioenergieverbände sehen es zudem kritisch, dass diese Verordnungsermächtigung im EEG dermaßen stark umfassend ist, dass jedwede Anwendung und Regelung darunterfallen könnte. **Eine konstruktive Bewertung des Vorschlages ist somit nicht möglich und verhindert eine reale Beteiligung bzw. Bewertung aller Akteure.**

Für weitere Anmerkungen sei auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

3.2. Zur Verordnungsermächtigung zur Einführung einer Vergütung für „Hybridkraftwerke“ (§ 390 RefE)

Die unter dem § 390 erfasste Vergütung für „innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeicherung“ sehen die Bioenergieverbände sehr kritisch. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist es dringend notwendig solche Punkte in der von der Bundesregierung geplanten Plattform „klimaneutrales Stromsystem“ intensiv zu erörtern, bevor man dies umsetzt. Sofern es der Bundesregierung nur um den Nachweis der Machbarkeit des Einsatzes von H₂-Gasturbinen geht, wäre ein reines Forschungsvorhaben deutlich sinnvoller als eine künstliche Struktur im EEG-Vergütungsrahmen. Wie in der BEE Strommarktdesignstudie der Fraunhofer Institute IEE und ISE zeigt sind H₂-Gasturbinen für die Versorgungssicherheit nicht zwingend notwendig. Daher stellt sich die Frage nach der Sinnhaftigkeit eines solchen „Hybridkraftwerk“-Konzept.

In diesem Zusammenhang weisen die Bioenergieverbände auch noch einmal darauf hin, dass es nicht zielführend ist, in diesem Konstrukt ausschließlich auf (reinen) H₂ abzustellen. Da die Energiedichte von CH₄ dreimal so hoch ist wie die Energiedichte von H₂ und zudem weniger korrosiv auf das Material wirkt, würde eine vorherige Methanisierung des H₂ den benötigten Speicher aufgrund der höheren Leistungsdichte drastisch verkleinern, die Kosten in der Anschaffung und im Betrieb dabei senken und zu deutlich geringeren Leckageverlusten führen.

Vorschlag

Sofern an dem Vorschlag beibehalten wird, sollte neben reinem H₂ **auch die methanisierte Form von H₂ – also CH₄ – vergütungsfähig** sein.

Für weitere Anmerkungen sei auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

4. „No Regret“-Maßnahme: Beschleunigte Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas

Deutschland verfügt aktuell über einen Biogasanlagenpark von etwa 9.700 Anlagen mit einer installierten Leistung von 5,8 GW und einer Stromerzeugung von etwa 33 TWh. Der Biogasanlagenpark läuft damit im Schnitt rund 5.700 Volllaststunden im Jahr (Branchenzahlen Fachverband Biogas e.V.). Das Ziel sollte es sein, durch einen Mix an verschärften Flexibilitätsanforderungen und zusätzlichen Förderinstrumenten bis in die zweite Hälfte der 2030er Jahre die durchschnittlichen Volllaststunden des Biogasanlagenparks auf grob 2.200 bis 1.700 zu senken (BEE-Basiszenario bzw. -Reformszenario für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien). Je stärker die Flexibilisierung von neuen und bestehenden Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie von Biomethan-KWK-Anlagen gelingt, desto geringer ist der Bedarf von Biomethan-Peakern.

4.1. Verschärfung der Flexibilitätsanforderungen für neu bezuschlagte Biogasanlagen ab 2026 (Änderung von § 39i Abs. 2)

Das EEG enthält für Neuanlagen ab 100 Kilowatt (kW) inst. und Anlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, die Regelung, dass die Vergütung maximal für eine Strommenge gezahlt wird, die 45 Prozent der installierten Leistung entspricht. Dies ist de facto eine Pflicht zu einer mindestens doppelten Überbauung bzw. einer Begrenzung der Volllaststunden auf ca. 3.900 pro Jahr. Vollständig neu errichtete Biogasanlagen und Biomethan-BHKW können bei entsprechender Planung des Anlagenkonzepts jedoch deutlich stärker flexibilisiert werden, so dass eine weitere Absenkung der maximalen Volllaststunden erreicht werden kann. Die Flexibilisierung von Bestandsanlagen im ersten oder zweiten Vergütungszeitraum, der bis auf absehbare Zeit den Großteil des Biogasanlagenparks ausmachen wird, ist eine deutlich größere Herausforderung, da es verschiedene wirtschaftliche und technische Restriktionen einer umfassenden Flexibilisierung gibt, die bei bereits vorhandenen Anlagenkonzepten nicht einfach zu überwinden sind. In den folgenden Abschnitten sind verschiedene Hemmnisse im EEG genannt, die ebenfalls angegangen werden sollten. Dennoch gibt es verschiedene Hemmnisse außerhalb des EEG, die eine starke Flexibilisierung insbesondere kleinerer Anlagen unwirtschaftlich machen. Dazu gehören insbesondere die 44. BImSchV, die 12. BImSchV sowie weitere mit einer ggf. neuen BImSchG-Genehmigung relevante Anforderungen zum Stand der Technik (TA-Luft, TRAS 120 etc.), die für Anlagen mit niedriger Bemessungsleistung unverhältnismäßig hohe Anforderungen zur Folge haben. Die Flexibilisierungsanforderungen für Bestandsanlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, können ebenfalls verschärft werden, allerdings erst oberhalb einer bestimmten Größenschwelle. Aus Gründen des Vertrauensschutzes für Neubauprojekte, die sich in Planung befinden, sowie Bestandsanlagen, die bereits für den zweiten Vergütungszeitraum ertüchtigt werden, sollten die verschärften Anforderungen erst ab den Ausschreibungen in 2026 gelten.

Vorschlag

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW, die ab dem Jahr 2026 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten und gasförmige Biomasse einsetzen, sollte die vergütungsfähige Bemessungsleistung wie folgt begrenzt werden (Änderung von § 39i):

- Für Neuanlagen, die Biomethan einsetzen: 15 Prozent der inst. Leistung
- Für sonstige Neuanlagen, die Biogas einsetzen: 25 Prozent der inst. Leistung
- Für Bestandsanlagen ab einer installierten Leistung von 2 MW inst.: 25 Prozent der inst. Leistung
- Für Bestandsanlagen bis 2 MW inst: 45 Prozent der inst. Leistung

Diese Vorgaben entsprechen einer mindestens sechsfachen Überbauung für neue Biomethan-BHKW (maximal 1.300 Vlh), analog zu den bisherigen Biomethan-Ausschreibungen,

sowie einer mindestens vierfachen Überbauung für neue Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und bestehende Biogasanlagen, die im zweiten Vergütungszeitraum eine installierte Leistung von 2 MW oder mehr aufweisen (maximal 2.200 Vlh). Für Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 MW würde weiterhin die Begrenzung auf 45 Prozent der installierten Leistung gelten (maximal 4.000 Vlh).

4.2. Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3)

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: Wie beschrieben finanziert die Flexibilitätsprämie die umfassende Flexibilisierung einer Biogasanlage über einen Zeitraum von acht bis zehn Jahren. 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. Bei Inkrafttreten der anstehenden EEG-Novelle zum 1.1.2023 gilt dies bestenfalls noch für Anlagen, die 2011 oder später in Betrieb gegangen sind. Die oben vorgeschlagene Verlängerung des Zeitraums zwischen Ausschreibung und Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum kann zwar Sicherheit für die längerfristige Nutzung der Investition bieten, aber nicht die nötige Finanzierungsgrundlage dafür schaffen.

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 Fachverband Biogas e.V. (FvB) schätzt, dass mit dem Inkrafttreten der anstehenden EEG-Änderungen, also dem 1.1.2023, 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.³ Die Flexibilitätsprämie ist in ihrer jetzigen Form deshalb nicht mehr geeignet, die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands anzureizen und sollte zum 1.1.2023 grundsätzlich neu gestaltet werden.

Vorschlag

Die ursprüngliche Flexibilitätsprämie kalkulierte ab einer doppelten Überbauung mit einem Finanzierungsbedarf von 650 Euro pro Kilowatt installierter Leistung (kW inst.), die abschlagsweise über einen Zeitraum von zehn Jahren gezahlt werden. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass viele Anlagen die Flexibilitätsprämie nicht mehr für zehn Jahre in Anspruch nehmen können, sollte für Anlagen, deren erster Vergütungszeitraum noch mindestens fünf Jahre läuft, die insgesamt kalkulierte Summe von 650 Euro/kW inst. auf

³ 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 Sondervergütungskategorie 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 Anspruch nehmen (Expertenschätzung und Berechnungen des FvB auf Basis der FvB-Branchenzahlen und des BNetzA-Marktstammdatenregisters).

die noch verbliebenen Jahre gestaucht und an die ambitionierten Flexibilitätskriterien des EEG 2021 sowie an die Maßgabe gebunden werden, dass der nach Anlage 3 ermittelte Wert von P_{Zusatz} um mindestens den Betrag von P_{Bem} erhöht wird, d.h. die Anlagen mindestens doppelt überbaut wird. Ferner muss die Bescheinigung des Umweltgutachters bei Biogasanlagen nach Anlage 3 I.1.d) bestätigen, dass die Anlage bei gefülltem Gasspeicher ihre Leistung für mindestens vier aufeinander folgende Stunden einspeisen kann.

Allein durch diese Stauchung der Summe können für ca. 1.000 weitere Anlagen neue Anreize zu einer umfassenden Flexibilisierung gesetzt werden (Inbetriebnahme 2008-2010 ohne Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie). Ergänzend dazu sollte die neue Flexibilitätsprämie auch Anlagen offenstehen, die bereits die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Form angemeldet haben. Bei diesen Anlagen können die bislang ausgezahlten Beträge aus der bisherigen Flexibilitätsprämie von den anstehenden Zahlungen aus der neuen Flexibilitätsprämie abgezogen werden. So liegt für keine Anlage der insgesamt ausgezahlte Betrag über den ursprünglich kalkulierten 650 Euro/kW inst. Durch die Öffnung der neuen Prämie auch für Anlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Form bezogen haben, wird der Adressatenkreis um schätzungsweise weitere 3.000 Anlagen erweitert. (Änderung von § 50b & Anlage 3)

4.3. Verlängerung der Frist zwischen Ausschreibung und Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (Änderung von § 39g Abs. 2)

Viele Investitionen in die Ertüchtigung einer Bioenergieanlage müssen über einen längeren Zeitraum abgeschrieben werden. Die umfassende Flexibilisierung einer Biogasanlage erfordert selbst bei der Zahlung der Flexibilitätsprämie einen Refinanzierungszeitraum von mindestens acht Jahren sowie eine Betriebsperspektive über die 20-jährige Vergütungsperiode des EEG hinaus. Nahwärmenetze müssen sogar über einen Zeitraum von deutlich mehr als zehn Jahren projektiert werden. Um diese Investitionen anzureizen, benötigen Anlagenbetreiber bzw. die kreditgebenden Banken eine entsprechend lange Finanzierungsgarantie. Der Zuschlag im Ausschreibungsverfahren und die damit verbundene Vergütungszusage kann prinzipiell **Investitionssicherheit herstellen und damit Investitionen in die Flexibilisierung oder die Errichtung eines Wärmenetzes anreizen**. Allerdings müssen Bestandsanlagen nach derzeitiger Rechtslage spätestens drei Jahre nach dem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln. Deshalb rechnet es sich für Anlagen, deren erster EEG-Vergütungszeitraum noch länger als drei Jahre läuft, in der Regel nicht, sich früher am Ausschreibungsverfahren zu beteiligen und nach erfolgreicher Teilnahme noch vor dem Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum Investitionen in die Flexibilisierung oder ein Wärmenetz zu tätigen.

Vorschlag

Um die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands sowie die Errichtung von Wärmenetzen an Bioenergieanlagen anzureizen, sollte der Zeitraum zwischen der Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und dem Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum von drei auf acht Jahre verlängert werden. Dies würde im Übrigen nicht nur Investitionssicherheit schaffen, sondern den Kreis potenzieller Bieter deutlich erweitern und damit den **Wettbewerb zwischen den Bietern erhöhen**, was ebenfalls im Sinne des Gesetzgebers ist. Zu diesen Zweck sollte § 39g Abs. 2 wie folgt geändert werden:

„Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber einen Kalendermonat mitteilen, der nicht vor dem dritten und nicht nach dem ~~sechsendreißigsten~~ sechsendneunzigsten Kalendermonat liegt, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt. Die Mitteilung hat vor Beginn des Kalendermonats zu erfolgen, der dem nach Satz 2 mitzuteilenden Kalendermonat vorangeht. Wenn der Anlagenbetreiber keine Mitteilung nach Satz 2 macht, tritt der neue Anspruch am ersten Tag des ~~siebendreißigsten~~ siebendneunzigsten Kalendermonats, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt, an die Stelle der bisherigen Ansprüche.“

4.4. Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen (Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12)

Die bisherige Flexibilitätsprämie wird von rund 5.000 Biogasanlagen in Anspruch genommen und der absolut überwiegende Teil hat die Prämie unter den Rahmenbedingungen des EEG 2014/2017 in Anspruch genommen, wo die Inanspruchnahme der Prämie gedeckelt war (sog. „Flexdeckel“). Die in dieser Zeit durch die Flexibilitätsprämie angereizten Anlagenkonzepte waren oft auf die Erbringung von Regelleistung ausgerichtet mit nur einer moderaten Erhöhung der installierten Leistung und weniger auf die in Zukunft notwendigen Spitzenlastfahrweise, die eine starke Leistungserhöhung erfordert. Um den hohen Flexibilitätsanforderungen des zukünftigen Energiesystems sowie den Flexibilitätsanforderungen des EEG 2021 zu entsprechen, müssten dementsprechend viele Anlagen stärker flexibilisiert werden. Tatsächlich besteht bei vielen dieser Anlagenbetreibern das Interesse, ihre Anlage „nachzu-flexibilisieren“, d.h. die installierte Leistung für eine stärkere Flexibilisierung ein zweites Mal zu erhöhen. Eine solche „Nach-Flexibilisierung“ ist nur über die Flexibilitätsprämie zu finanzieren.

Mit dem EEG 2021 wurde der Flexdeckel aufgehoben mit dem Ziel, die Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks anzureizen. Allerdings gilt die Aufhebung des Flexdeckels nur für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 *erstmalig* die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung an das Marktstammdatenregister übermitteln. Die **vielen tausend Biogasanlagen, die zusätzliche Flexibilitätsleistung bereits vor diesem Datum gemeldet haben, können deshalb trotz Aufhebung des Flexdeckels für eine nachträgliche Leistungserhöhung keine Flexibilitätsprämie erhalten**. Dies verhindert die energiewirtschaftlich sinnvolle verstärkte Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks.

Vorschlag

Der Flexdeckel wird auch für Anlagen aufgehoben, die diese bereits vor dem 1. Januar 2021 zusätzliche Leistung an das Marktstammdatenregister gemeldet haben, so dass auch „Nach-Flexibilisierungen“, also eine nachträgliche Leistungserhöhung zum Zweck der Flexibilisierung, durch die Flexibilitätsprämie finanziert werden kann. Voraussetzung für solche „Nach-Flexibilisierungen“ sollte sein, dass die Anlage die ambitionierten Flexibilitätskriterien des EEG 2021 (§ 50 Abs. 3) erfüllt. Dies kann durch folgende Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021 umgesetzt werden:

„§ 50 Absatz 3, § 50b und Anlage 3 dieses Gesetzes sind anzuwenden für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind oder unter den Anwendungsbereich des § 100 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung fallen, wenn der Betreiber nach dem 31. Dezember 2020 ~~erstmalig~~ die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung im Sinn des § 50b an das Register übermittelt oder übermittelt hat“.

5. „No Regret“-Maßnahme: Investitionssicherheit erhöhen

5.1. Endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d)

Mit dem EEG 2021 wurde eine Neuregelung im Zuschlagsverfahren eingeführt – die so genannte „endogene Mengensteuerung“: Wird bei einer Ausschreibung weniger Leistung geboten als ausgeschrieben wurde, dann erhalten unabhängig vom Ausschreibungsvolumen nur 80 Prozent der Neuanlagen und 80 Prozent der Bestandsanlagen einen Zuschlag; dies soll sicherstellen, dass in jeder Ausschreibungsrunde ein Wettbewerb entsteht. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist diese Änderung des Zuschlagsverfahrens in höchstem Maße kontraproduktiv, um die Klimaschutzziele und die Ziele für den

Ausbau der Erneuerbaren Energien in 2030 zu erreichen. Sie führt zu starker und unnötiger Verunsicherung bei Betreibern und Projektierern zu einem Zeitpunkt, an dem die Unsicherheit in der Branche ohnehin schon hoch und die Investitionsbereitschaft gering ist. So wird der Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren gestärkt zu dem Preis, dass weniger Gebote eingereicht, mehr Anlagen stillgelegt und die still gelegten Anlagen nicht durch Neuanlagen ersetzt werden. Die sogenannte Südquote (s.u.) verschärft die Unsicherheit für die Nordregion zusätzlich.

Vorschlag

Die endogene Mengensteuerung wird ersatzlos gestrichen. (Änderung von § 39d)

5.2. Südquote streichen (Änderung von § 39d)

Gemäß EEG 2021 soll mindestens die Hälfte der in der regulären Biomasse-Ausschreibung vergebenen Leistung an Gebote aus der „Südregion“ vergeben werden („Südquote“). Die Bioenergieverbände lehnen diese geplante Südquote als fachlich unbegründet ab. Auch in den übrigen Landesteilen wird die Systemdienlichkeit der Biomasse, insbesondere ihre Flexibilität, benötigt. Gerade auch in Norddeutschland mit perspektivisch weiter steigenden Anteilen an Windenergie ist es besonders wichtig, Ausgleichskapazitäten zu schaffen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich der Bioenergie im Kontext des EEG kein Netto-Zubau angestrebt wird, sondern eine Stabilisierung, also ein Erhalt der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten. Da Strom aus Biomasse auch aufgrund der neuen Anreize im EEG (Jahresmarktwert, Mindest- und Maximallaufzeiten, Flexibilitätsprämie und -zuschlag, keine Vergütung während negativer Börsenpreise etc.) zukünftig in immer mehr Zeiten schwacher Windstromaufkommens erzeugt wird, sind die Stromleitungskapazitäten in diesen Zeiten demzufolge für Biomassestrom verfügbar. Es gibt also bei der Bioenergie keinen fachlichen Grund für die Südquote. Zudem ist der politische Wunsch, im Süden in besonderem Maße gesicherte Bioenergie-Leistung anzusiedeln, mit entsprechenden positiven Anreizen zu erreichen, nicht aber mit einem pauschalen Ausschluss des Nordens.

Ebenso zu kritisieren ist die Handhabung der geplanten Südquote im Detail: Im Fall, dass nicht genügend Gebote aus der so genannten „Südregion“ eingereicht werden, um die Quote zu füllen, wird das übrige Volumen der Quote nicht mit Geboten aus anderen Regionen aufgefüllt, sondern die Leistung schlicht nicht vergeben und auf die Folgejahre übertragen. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass in einer überzeichneten Ausschreibung, für die keine Gebote aus der Südregion eingereicht werden, nur die Hälfte des ausgeschriebenen Volumens überhaupt vergeben wird. Die Folge wäre ein Abbau der gesicherten Leistung im Norden.

Vorschlag

Die Südquote ist ersatzlos zu streichen. Zumindest sollte sie auf 20 Prozent des ausgeschriebenen Volumens abgesenkt werden und diejenigen Volumina, die nicht an Gebote aus der Südregion vergeben wurden, im Zuge derselben Ausschreibungsrunde auch an Gebote aus anderen Regionen übertragen werden. (Änderung von § 39d)

5.3. Prüfauftrag für eine unbürokratische Weiterentwicklung der Anschlussregelung

Wettbewerbliche Verfahren zur Vergabe von Vergütungsberechtigungen und Ermittlung von Vergütungshöhen weisen die große Schwachstelle auf, dass Investoren im Vergleich zu einem Festpreissystem einem hohen Risiko ausgesetzt sind.. Dies reduziert die Investitionsbereitschaft und birgt das Risiko, dass Bestandsanlagen, deren erster Vergütungszeitraum nur noch wenige Jahre läuft, stillgelegt werden, wenn größere Ersatzinvestitionen anstehen. Aufgrund der fehlenden Planungssicherheit über den Weiterbetrieb ist zudem häufig eine Finanzierung auf der Basis

von Krediten nicht möglich. Um Anlagen auf dem Stand der Technik zu halten und die Anforderungen der Zukunft vorzubereiten, sind hingegen kontinuierlich Investitionen zu tätigen. Die EEG-Vergütung stellt eine Absicherung nach unten dar, wohingegen in der Praxis die Erlöse auf den Märkten erwirtschaftet werden.

Vorschlag

Die Bundesregierung sollte dringend prüfen, inwiefern eine Umstellung der Anschlussregelung vom Ausschreibungsverfahren auf ein Festpreisverfahren mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist, in Analogie zu der bereits bestehenden Anschlussregelung für Güllekleinanlagen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV).

6. „No Regret“-Maßnahme: Kurzfristige und befristete Erhöhung der Energieproduktion von Bestandsanlagen zur Entlastung der Einsparung von Erdgas

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. Die Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke und andere Bioenergieanlagen erzeugen in Deutschland ca. 50 TWh zuverlässig TWh Strom und 132 TWh Wärme. Deutschland verfügt über ein größeres, noch nicht erschlossenes Biomassepotenzial, das im Sinne des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit für eine Steigerung der Energieerzeugung aus Biomasse gehoben werden sollte.

In ihrem „10-Punkte-Plan“ identifiziert die Internationale Energie Agentur (IEA) auch eine Steigerung der Energieproduktion aus bestehenden Bioenergieanlagen als Option die Abhängigkeit der EU von russischem Erdgas kurzfristig zu verringern. Auch in Deutschland sind viele Bestandsanlagen in der Lage kurzfristig ihre Strom-, Wärme- und/oder Gasproduktion zu erhöhen.

Der deutsche Biogasanlagenpark umfasst knapp 10.000 Anlagen, die rund 95 TWh Biogas erzeugen. Davon werden rund 85 TWh am Anlagenstandort verstromt und rund 10 TWh ins Gasnetz eingespeist. Die allermeisten dieser Anlagen produzieren aufgrund verschiedener Restriktionen nicht die technisch maximal mögliche Biogasmenge. Der FvB schätzt, dass der bestehende Biogasanlagenpark durch den Einsatz zusätzlicher Substrate oder den Einsatz von Substraten mit hohem Energiegehalt (z.B. Maissilage) kurzfristig seine **Gaserzeugung im Schnitt um 20 Prozent erhöhen könnte**. Daraus ergibt sich das Potenzial einer **zusätzlichen Biogaserzeugung in Höhe von ca. 19 TWh bzw. 7,2 TWh el** Strom. Aktuell sind in Deutschland Biogas- und Biomethan-BHKW in einem Umfang von 5,8 GW installiert. Von diesen dienen jedoch 2 GW zur flexiblen Strombereitstellung und sind deshalb nicht ausgelastet. Diese **2 GW** können genutzt werden, um die zusätzlich erzeugte Biogasmenge zu verstromen. Die notwendige Biomasse müsste für 2022 auch nicht zusätzlich angebaut werden, da die Maiseinnte 2021 überaus ertragreich war und jetzt in den Silos lagert.

Um dieses Potenzial zu heben, müssen kurzfristig einige bürokratische und rechtliche Hemmnisse ausgeräumt werden, insbesondere auch im EEG.

Vorschlag

1. Die Höchstbemessungsleistung, die die vergütungsfähige Stromerzeugung jeder Anlage auf einen fixen Wert begrenzt, wird kurzfristig für einen befristeten Zeitraum (z.B. für die Jahre 2022 und 2023) ausgesetzt. Aufgrund der aktuell hohen Gas- und Strompreise lohnt sich dann auch eine Steigerung der Biogasproduktion. Da aufgrund der hohen Strompreise aktuell ohnehin praktisch keine EEG-Vergütung gezahlt wird, kommt es dadurch auch zu praktisch keiner zusätzlichen Belastung des EEG-Kontos. Damit tatsächlich Strom

aus fossilen Rohstoffen substituiert wird, sollte für diesen Zeitraum die Regel gelten, dass die EEG-Vergütung in Zeiten negativer Preise ausgesetzt wird.

2. Flexibilisierung des Mindestanteils von Gülle am Einsatzstoffmix – Güllebonus (EEG 2009): Der überwiegende Teil der Bestandsanlagen muss täglich mindestens 30 Prozent Gülle einsetzen, um den Güllebonus des EEG 2009 zu erhalten. Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den Einsatz zusätzlicher nachwachsender Rohstoffe erhöht wird, kann es vorkommen, dass dieser Gülle-Mindestanteil nicht eingehalten werden kann, was zum sofortigen und endgültigen Verlust des Bonus führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte der Gülle-Mindestanteil deshalb in einem gewissen Maße unterschritten werden dürfen. Als Vorbild können die bereits im EEG vorhandenen Ausnahmeregelungen für Seuchenfälle dienen.

3. Flexibilisierung des Mindestanteils von Gülle am Einsatzstoffmix – Vergütungsvoraussetzung (EEG 2012) und Sondervergütungsklasse (seit EEG 2012): In diversen EEG-Fassungen finden sich Vorgaben für den Mindestanteil von Gülle am Einsatzstoffmix. Im EEG 2012 gilt ein Mindestgülleanteil von 60 Prozent für alle Anlagen, die nicht gewisse Mindestanteile an die Wärmenutzung erfüllen. Daneben existiert seit dem EEG 2012 die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung, die einen Mindestanteil von 80 Prozent beinhaltet. Für einen befristeten Zeitraum sollten diese Gülle-Mindestanteile ebenfalls in einem gewissen Maße unterschritten werden dürfen.

4. Flexibilisierung des Maximalanteils von Mais/Getreide am Einsatzstoffmix (seit EEG 2014): Sei dem EEG 2014 ist der Anteil von Mais und Getreidekorn am Einsatzstoffmix gedeckelt. Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den zusätzlichen Einsatz von z.B. Maissilage erhöht wird, kann es vorkommen, dass dieser Maximalanteil nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte der Maximalanteil an Mais und Getreide in einem gewissen Maße überschritten werden dürfen.

5. Flexibilisierung der Mindestverweilzeit von Gärsubstraten im gasdichten System (seit EEG 2012): Eine Vergütungsbedingung für viele Anlagen 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). Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den Einsatz zusätzlicher Substrate erhöht wird, kann es vorkommen, dass die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte deshalb die Mindestverweilzeit in einem gewissen Maße unterschritten werden dürfen, so lange die Alternativen zur Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung der TA-Luft 2021 (Restgaspotentialbetrachtung/variable Verweilzeit in Abhängigkeit des Gülle-bzw. Mistanteils) eingehalten werden.

Es ist wichtig zu beachten, dass es neben diesen Hemmnissen im EEG zentrale Hemmnisse im öffentlichen Recht gibt, die eine kurzfristige Ausweitung der Gasproduktion behindern. Dazu gehört insbesondere:

- **Genehmigungsdauer:** Bei den meisten Biogasanlagen ist die Genehmigung an eine bestimmte Höchstmenge der Biogaserzeugung bzw. Höchstmenge an eingesetzten Einsatzstoffen sowie die Art der Einsatzstoffe (landwirtschaftliche Substrate, Abfälle) gebunden. **Eine Genehmigung**

nach des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) (z.B. bei befristeter Überschreitung der Genehmigungsschwelle von 1,2 Mio Nm³ Rohbiogasproduktionskapazität) bzw. eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG zur Änderung von Inputmengen dauert aber aktuell sehr lange. Um kurzfristig mehr Biogas bzw. mehr Strom erzeugen zu können, bedürfte es – unter definierten Rahmenbedingungen – einer befristeten Aussetzung des Genehmigungserfordernisses. Solche definierten Rahmenbedingungen könnten z.B. sein, dass keine baulichen Änderungen an der Anlage vorgenommen und keine zusätzlichen Motoren installiert werden und dass zusätzliche Einsatzstoffmengen stofflich und rechtlich mit dem bereits genehmigten Inputspektrum vergleichbar sind.

- **Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen:** Da mit einer Erhöhung der Einsatzstoffe auch weitere relevante Rechtsbereiche und Begrenzungen betroffen sind, sollten folgende Anforderungen **für den befristeten Zeitraum der Erhöhung der Gasproduktion angepasst** werden:
 - Eine Steigerung der Inputmengen bedingt auch eine Erhöhung des Gärproduktaufkommens. Um die in der Düngerverordnung (DüV) vorgeschriebene Lagerdauer von Gärprodukten gewährleisten zu können, müssen Gärprodukte in so genannten „JGS-Anlagen“ (landwirtschaftlichen Güllebehältern) gelagert werden dürfen, ohne dass diese ihren JGS-Status verlieren. Da die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) diesbezüglich keine eindeutige Regelung enthält, ist die Nutzung von JGS-Anlagen zur Gärproduktlagerung in einigen Bundesländern nur mit erheblichem (Genehmigung-)Aufwand für den aufnehmenden landwirtschaftlichen Betrieb möglich. Hier bedarf es eines einheitlichen und pragmatischen Vollzugs.
 - Die Privilegierungsbeschränkung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe d) Baugesetzbuch (BauGB) für Biogasanlagen im Außenbereich sollte befristet ausgesetzt werden (maximal 2,3 Millionen m³ Biogaserzeugung im Jahr), damit Anlagen, deren Gaserzeugung aktuell darunter liegt, nicht durch eine Erhöhung der Gasproduktion ihre baurechtliche Privilegierung verlieren.
 - Um das Reststoffpotenzial vor allem im regionalen Umfeld der Biogasanlagen heben zu können, müsste im Bedarfsfall auch die Privilegierungsregelung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe b) BauGB (51 Prozent der Biomasse muss aus dem eigenen oder nahegelegenen Betrieb stammen) ausgesetzt werden. Die Hürde dieser Maßgabe besteht darin, dass zuliefernde nahegelegene Betriebe selbst im Außenbereich privilegiert sein müssen. Dieses Kriterium ist aber seit der letzten BauGB Änderung z.B. bei gewerblichen Tierhaltungen nicht mehr immer gegeben.
 - Für die erhöhte Stromeinspeisung am Netzeinspeisepunkt (Ausschöpfung von Reserven) sollte eine Ausnahmeregelung sowie beim Redispatch 2.0 Vereinfachungen hinsichtlich der Abregelungsdauer und -stufe geschaffen werden bzw. Biogasanlagen insbesondere mit Wärmekonzepten nachrangig abgeregelt werden (z.B. maximal Abregelung auf 60 Prozent Leistung bei nachgewiesener Wärmenutzung). Aktuell treten zahlreiche Fälle auf, in welchen während Redispatch-Maßnahmen Gas abgefackelt wird, da die Anlagen vollständig heruntergefahren werden. Gleichzeitig können die Wärmenetze nicht mehr mit Abwärme versorgt werden, sondern es muss eine alternative Wärmeversorgung (z.B. über Heizöl) bereitgestellt werden. Primärenergieträger wie Biogas sollten an dieser Stelle sinnvoller und sparsamer eingesetzt werden. Dies könnte z.B. über eine Änderung des §13 Abs. 1a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erfolgen. Durch einen gesonderten kalkulatorischen Preis für KWK-fähige EE-Anlagen mit einer Wärmenutzung kann sichergestellt werden, dass diese nachrangig geregelt werden und eine Nutzung von Strom und Wärme gewährleistet wird.

7. „No Regret“-Maßnahme: Hemmnisse für den Ausbau der Güllevergärung beseitigen

7.1. Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen (Änderung § 9 Abs. 5 Nr. 1)

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 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. Substrate, die über das Restgaspotenzial überprüfbar sind, oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess unterbrochen 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.

Vorschlag

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. § 9 Abs. 5 Nr. 1 ist wie folgt zu fassen:

„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

1. bei Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31. Dezember 2011 errichtet worden sind, die Maßgaben zur Minderung von Methanemissionen aus der Gärrestlagerung gemäß der Nr. 5.4.1.15 Bauliche und Betriebliche Anforderungen Buchstabe j) TA Luft (in der Fassung vom 18. August 2021) eingehalten und

2. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.“

7.2. Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung mindestens auf 150 kW Bemessungsleistung festsetzen, Vergütung erhöhen und Degression aussetzen (Änderung von § 44)

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist auf eine installierte Leistung von bis zu 150 kW begrenzt. Zusammen mit der Vorgabe, dass die Bemessungsleistung bei Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW maximal 50 Prozent der installierten Leistung betragen darf, führt die Größenbegrenzung dazu, dass die Bemessungsleistung von Anlagen in der Sondervergütungsklasse immer unter 100 kW liegen muss. Diese **Größenbegrenzung** auf 150 kW installierter Leistung bzw. 100 kW Bemessungsleistung **wird vielen Viehhaltungsbetrieben nicht gerecht, da dort zum Teil deutlich mehr Gülle anfällt.**

Vorschlag

Die Obergrenze für die Sondervergütungsklasse in § 44 wird von 150 kW *installierter* Leistung auf mindestens 150 kW *Bemessungsleistung* umgestellt, ohne Begrenzung der installierten Leistung. So können auch Anlagen mit ca. 50 Prozent höheren Güllemengen die Sondervergütungsklasse in Anspruch nehmen. Durch die Umstellung der Obergrenze von installierter Leistung auf Bemessungsleistung können die Anlagen zudem die Kostenvorteile größerer BHKW nutzen. Der Vergütungssatz sollte bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW um 2 ct/kWh erhöht und die Degression ausgesetzt werden. Zudem sollten auch die Obergrenzen von bestehenden Güllekleinanlagen (EEG 2012 bis 2021) entsprechend geändert werden.

Unabhängig von diesen Änderungen kann die Sondervergütungsklasse perspektivisch auch genutzt werden, um verstärkt den Einsatz ökologisch besonders wertvoller Einsatzstoffe wie Blühpflanzen anzureizen. Regulatorisch müsste zu diesem Zweck nur die Liste der Einsatzstoffe erweitert werden, die auf den Mindestanteil von 80 Prozent angerechnet werden können.

7.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEG)

7.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEG)

Die Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) soll insbesondere kleineren, güllebasierten Bestandsanlagen, deren EEG-Vergütung ausgelaufen ist, eine Perspektive geben, weil diese Anlagen im Normalfall aufgrund ihrer höheren Stromgestehungskosten im Ausschreibungsverfahren nicht mit größeren Anlagen konkurrieren können. Alle relevanten Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen aber, dass **die Stromgestehungskosten von bestehenden Güllekleinanlagen weit oberhalb der in der EEV festgelegten Vergütungssätze liegen**. Darüber hinaus ist angesichts der in den letzten Jahren ständig gestiegenen technischen Auflagen sowie der allgemeinen Inflation die Festlegung einer Degression nicht sinnvoll. Im Hinblick auf die Treibhausgaswirkung von Gülle, die nicht der Vergärung zugeführt wird, wäre die Stilllegung kleiner Gülleanlagen kontraproduktiv. Im Gegenteil sollten Gülle-Kleinanlagen angereizt werden, zumal sie sich gut für die Flexibilisierung eignen.

Vorschlag

Die Vergütungssätze werden auf Basis der wissenschaftlichen Erkenntnisse festgesetzt auf:

- Bis zu einem Leistungsanteil von 75 kW: 22 ct/kWh
- Bis zu einem Leistungsanteil von 150 kW: 18 ct/kWh

(Änderung von § 12c Abs. 1 Nr. 2 EEG). Eine Degression wird nicht festgesetzt (Streichung von § 12c Abs. 2 EEG).

7.3.2 „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG)

Die Anschlussvergütung kann nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, deren installierte Leistung *am 31.03.2021* nicht mehr als 150 kW betrug (§ 12a Nr. 2 EEG). Es wird also die Verkleinerung bestehender Biogasanlagen zum Zweck des Wechsels in die Anschlussvergütung ausgeschlossen. Nach einer Umfrage des Fachverband Biogas e.V. ist jedoch genau ein solches „Downsizing“ der Plan der meisten Bestandsanlagen, für die eine solche Anschlussregelung relevant ist. Diese Anlagen setzen im Verlauf des ersten Vergütungszeitraums auch nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) ein, würden aber für den Wechsel in die Anschlussregelung den Einsatz nachwachsender Rohstoffe reduzieren und damit sowohl ihre Leistung verringern als auch den Gülleanteil erhöhen. Für den überwiegenden Teil

dieser Anlagen ist laut Umfrage eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren keine Option. Die Beschränkung der Anschlussregelung auf Anlagen, deren installierte Leistung *bereits im ersten Vergütungszeitraum* unter 150 kW lag, **vergibt deshalb die Chance, die NawaRo-Bestandsanlagen beim Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum in eine güllebetonte Anlage umzuwandeln und damit weitgehend auf Anbaubiomasse zu verzichten.**

Vorschlag

Die Obergrenze sollte 150 kW Bemessungsleistung betragen ohne Begrenzung der installierten Leistung und ohne die Begrenzung auf einen Stichtag.

Zumindest sollte sich die Obergrenze von 150 kW inst. auf den Zeitpunkt des Wechsels in die Anschlussvergütung beziehen, so dass auch Anlagen zugelassen werden, deren installierte Leistung im ersten Vergütungszeitraum über 150 kW lag und die beim Wechsel in die Anschlussregelung ihre installierte Leistung entsprechend reduzieren. (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG)

7.4. Zuschlag für Kleinanlagen erhöhen (Änderung von § 39g Abs. 1, § 39i Abs. 5)

Biogasanlagen, die hohe Anteile Gülle vergären, haben aufgrund der geringen Energiedichte von Gülle höhere spezifische Investitionskosten und damit einen deutlichen Wettbewerbsnachteil gegenüber Anlagen, die vorwiegend nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Da die Anschlussregelung für Güllevergärung auf eine installierte Leistung von 150 kW (bzw. eine Bemessungsleistung von 100 kW) begrenzt ist, setzt das EEG sogar Anreize in Anlagen, deren installierte Leistung bzw. Bemessungsleistung darüber liegt, nur wenig Gülle einzusetzen. Gleichzeitig werden relevante Güllemengen in Biogasanlagen zwischen 150 und 500 kW eingesetzt. Ohne entsprechende Vergütung drohen diese Güllemengen aus der Vergärung genommen zu werden. Das EEG 2021 sieht bereits einen Zuschlag in Höhe von 0,5 ct/kWh für Anlagen vor, deren installierte Leistung unter 500 kW (bzw. 225 kW Bemessungsleistung) liegt. Der Zweck der Regelung ist, den Wettbewerbsnachteil von Anlagen mit geringerer Leistung gegenüber Anlagen mit größerer Leistung auszugleichen. Dieser Zuschlag ist aufgrund steigender Kosten nicht mehr ausreichend und sollte ausgedehnt und angehoben werden. Perspektivisch kann der Zuschlag bei passender Ausgestaltung auch ein geeignetes Instrument sein, um verstärkt den Einsatz von ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffen in Biogasanlagen anzureizen.

Vorschlag

Anhebung des Zuschlags auf: 2 ct/kWh bis zu einer Bemessungsleistung von 250 kW und 1 ct/kWh bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW. (Änderung von § 39g Abs. 1, § 39i Abs. 5).

8. „No Regret“-Maßnahme: Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung

Ein großer Teil des bestehenden Biogasanlagenparks kann von der Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort auf die Gaseinspeisung umgerüstet werden, entweder als einzelne Anlage oder durch einen Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen mittels Gassammelleitungen. Bei einer Einspeisung von Biogas ins Gasnetz kann das Gas über Monate zwischengespeichert, über weite Strecken transportiert und am Entnahmeort in allen energetischen Anwendungen sowie in stofflichen Anwendungen oder zur Abscheidung und Speicherung des Kohlenstoffs genutzt werden. Unabhängig davon, in welchen Anwendungen Biogas zukünftig zum Einsatz kommen soll oder welche Einsatzstoffe bevorzugt werden,

ist die Einbindung der bestehenden Biogasanlagen ans Gasnetz eine energie- und klimapolitisch sinnvolle Maßnahme.

8.1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen (neu)

Insbesondere bei der Bündelung mehrerer Biogasanlagen kann ein erster Schritt der Umrüstung darin bestehen, dass eine Anlage zunächst nur einen Teil des erzeugten Biogases in den Aufbereitungsprozess gibt und einen weiteren Teil weiterhin in einem BHKW verstromt und dafür eine EEG-Vergütung erhält. Allerdings können für das Biogas, das im BHKW verstromt wird, und das eingespeiste Biomethan unterschiedliche Anforderungen an die Einsatzstoffe gelten. Eine Anlage, die sich für eine Teileinspeisung entscheidet, müsste dann die schärferen Anforderungen sowohl für das Biogas im BHKW als auch für das Biomethan im Netz erfüllen. Dies hemmt den Einstieg in solche Teileinspeisungskonzepte.

Vorschlag

Im EEG sollte klar geregelt sein, dass bereits das Roh-Biogas bilanziell nach Einsatzstoffen geteilt und den jeweiligen Verwendungszwecken zugeteilt werden kann. Für die bilanzielle Teilung von Roh-Biogas könnte die massenbilanzielle Teilbarkeit, die bereits seit vielen Jahren im EEG für Biomethan verankert ist, als Vorbild dienen.

8.2. Beteiligung an Netzanschlusskosten deckeln (Änderung der GasNZV)

In der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) galt bislang für den Anschluss von Biomethananlagen und andere Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase ein Deckel für die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten des Netzanschlusses (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, was zu massiven Zusatzkosten für den Anlagenbetreiber führt.

Vorschlag

Um die Umrüstung von Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung anzureizen, sollte der Beteiligungsdeckel in seiner bisherigen Form wiederhergestellt werden.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie
Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de