

Positionspapier

Vorschläge zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien- Gesetzes (EEG 2017)

26.06.20

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
1. Vorbemerkung: Politische Zielsetzung.....	6
2. Stabilisierungspfad für Biomasse einführen	8
3. Weiterentwicklung des Ausschreibungsverfahrens	10
3.1. Gebotshöchstwerte und Vergütungsdauer	10
3.1.1. Gebotshöchstwerte anpassen (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 39b, 39f)	10
3.1.2. Aussetzen der Degression (Änderung von § 39b Abs. 2, § 39f Abs. 5 Nr. 3 , § 44a).....	11
3.1.3. Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen bei einem vorzeitigem Wechsel (Ergänzung von § 39g)	11
3.2. Ausschreibungsdesign	12
3.2.1. Überprüfung und Absenkung der Präqualifikationsbedingungen und Realisierungsfristen für Neuanlagen (Überprüfung bzw. Änderung von §§ 39, 39a, 39d, 39g, 55).....	12
3.2.2. Klarstellung bei den Teilnahmevoraussetzungen für bestehende Holzheizkraftwerke am Ausschreibungsverfahren (Änderung von § 39f).....	13
3.2.3. Abschaffung der Wartefrist für Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (Änderung von § 39f Abs. 2)	13
3.2.4. Abschaffung des Verbots zur Eigenversorgung (Streichung von § 27a) ...	13
4. Einsatz von Rest- und Abfallstoffen ausbauen.....	14
4.1. Güllevergärung anreizen	14
4.1.1. Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 44, 50a, 101).....	14
4.1.2. Pflicht zur Abdeckung von Gärproduktlagern weiterentwickeln (Änderung von § 9 Abs. 5, § 101)	15
4.1.3. Pferdemist als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen (Ergänzung von § 101 EEG 2017)	16
4.1.4. Aufhebung der Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen (Änderung von § 101 Abs. 1)	16
4.2. Brennstoffeinsatz in Biomasseheizkraftwerken flexibilisieren	17
4.2.1. Mitverbrennung nicht-vergütungsfähiger Biomasse in EEG-Anlagen ermöglichen	17
4.2.2. Anteilige EEG-Vergütung für den Einsatz von vergütungsfähiger Biomasse in Nicht-EEG-Biomasseanlagen.....	17

4.3. Vergärung von Bioabfällen anreizen.....	18
4.3.1. Klarstellung bei der Vergütungsbegrenzung (Änderung von § 39h)	18
5. Flexibilitätsprämie weiterentwickeln	19
5.1. Flexdeckel streichen oder stark erhöhen (Änderung von Anlage 3)	19
5.2. Flexibilitätsprämie um ein „Modul Optiflex“ ergänzen: Zahlungen auf wenige Jahre konzentrieren (Ergänzung von § 50b, Änderung von Anlage 3)	19
5.3. Begrenzung statt Verlust der Flexibilitätsprämie bei sehr hohem Leistungszubau (Änderung Anlage 3)	20
6. Investitions- und Vertrauensschutz wiederherstellen	21
6.1. Investitionssicherheit für bestehende Biogas-Abfallanlagen wieder herstellen (Ergänzung von § 39h Abs. 3)	21
6.2. Investitions- und Vertrauensschutz von Biogasaufbereitungsanlagen	21
6.2.1. Mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen ermöglichen (Änderung von § 100 Abs. 3).....	21
6.2.2. Einsatz von Stilllegungsnachweisen in neuen BHKW ermöglichen (Änderung von § 100 Abs. 3)	22
6.3. Austauschregelung für BHKW einführen (Ergänzung von § 44c EEG 2017).....	22
6.4. Bestandsschutz für Eigenverbrauch auf alle Rechtsnachfolgen ausdehnen (Änderung von § 61 f Nr. 1b).....	23
7. Weitere Vorschläge	24
7.1. Anforderungen an den Substrateinsatz entsprechend EU-Vorgaben regeln (betrifft insb. § 39h Abs. 1)	24
7.2. Bilanzielle Teilung von Biogasmengen auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2012 ermöglichen.....	24
7.3. Einführung einer Sondervergütungsklasse für die Vergärung von ökologisch besonders hochwertigen Einsatzstoffen	24

Das Wichtigste in Kürze

Politische Zielsetzung

Mit einer umfassenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) sollten insbesondere drei politische Ziele verfolgt werden:

1. Der Beitrag der Stromerzeugung aus Biomasse zum Klimaschutz sowie zur Erreichung der Ausbauziele für Erneuerbare-Energien im Strom- und Wärmesektor sollte bewahrt und moderat ausgebaut werden. Dies ist auch Teil des Klimaschutzprogramms 2030.
2. Neue und bestehende Bioenergieanlagen müssen für ihre zukünftige Rolle im Energiesystem der Zukunft optimiert werden. Dazu gehören eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen, ein Ausbau der Wärmebereitstellung sowie eine Maximierung der Treibhausgaseinsparung durch Effizienzsteigerung und Substratänderungen.
3. Die vorhandenen Potenziale an Reststoffen und Nebenprodukten, insbesondere Gülle, müssen konsequent erschlossen werden.

Neben einer Reform des EEG sollten die Rahmenbedingungen außerhalb des EEG verbessert werden, damit EEG-Anlagen Zusatzerlöse generieren und so ihren Vergütungsbedarf senken können. Dies gilt insbesondere für die Festlegung ambitionierter CO₂-Preise für fossile Brennstoffe.

Einführung eines Stabilisierungspfads

Zur Erreichung dieser Ziele muss ein Stabilisierungspfad für die Biomasse im EEG festgelegt werden, der die Ausbauvolumina von 2023 bis 2030 bestimmt. Das Zielszenario für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Klimaschutzprogramm 2030 erfordert bereits ein Ausschreibungsvolumen von insgesamt mindestens 2.600 Megawatt installierter Leistung für die Jahre 2023 bis inkl. 2027 (zuzüglich nicht bezuschlagter Mengen aus den Vorjahren). Um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu bewahren, sollten im Zeitraum 2028 bis inkl. 2030 ein weiteres Volumen von insgesamt 3.600 MW ausgeschrieben werden. Wenn sich dabei Anlagenkonzepte entwickeln, die bei gleicher Stromerzeugung mehr Leistung installieren als prognostiziert, falls übermäßig viele Projekte nicht realisiert oder Anlagen vorzeitig stillgelegt werden, muss das Ausschreibungsvolumen entsprechend erhöht werden.

Weiterentwicklung des Ausschreibungsverfahrens

- Grundsätzlich sollten die Gebotshöchstwerte nach oben angepasst und die Degression ausgesetzt werden, für Bestandsanlagen um 3ct/kWh.
- Bei einem vorzeitigen Wechsel vom ersten in den zweiten Vergütungszeitraum sollte sich der zweite Vergütungszeitraum um die nicht in Anspruch genommenen Jahre verlängern.
- Insbesondere die kurze Realisierungsfrist von maximal 24 Monaten verhindert de facto die Teilnahme vieler Holzheizkraftwerke und kommunaler Abfallanlagen. Die Frist sollte auf 36 Monate verlängert werden.

Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, insbesondere Güllevergärung, ausbauen

- Die Begrenzung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung sollte auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht werden. Darüber hinaus sollten Bestandsanlagen, deren Vergütungszeitraum ausläuft, durch einen Wechsel in die Sondervergütungsklasse einen zweiten Vergütungszeitraum erhalten können. Güllekleinanlagen, die flexibilisieren, sollten genauso wie andere flexible Anlagen Anspruch auf den Flexibilitätzuschlag erhalten.

- Die EEG-Regelungen zur Vergütung der Verstromung fester Biomasse sollten flexibilisiert werden, so dass EEG-Anlagen auch nicht-vergütungsfähige Biomasse mitverbrennen können und Nicht-EEG-Biomasseanlagen eine anteilige Vergütung für den Einsatz vergütungsfähiger Biomasse erhalten. Zudem sollte die Degression bis auf Weiteres ausgesetzt werden.

Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie

- Die Deckelung sollte gestrichen oder stark erhöht werden.
- Für Anlagen, die keine zehn Jahre Anspruch auf EEG-Vergütung oder Flexibilitätsprämie mehr haben, sollten die Zahlungen, die eigentlich in zehn Jahren fällig geworden wären, auf die noch verbleibenden Jahre gestaucht werden. Im Gegenzug sollten an diese Anlagen ambitionierte Qualitätsanforderungen gestellt werden, die die technische Eignung zur flexiblen Fahrweise sicherstellen.

Investitions- und Vertrauensschutz sicherstellen

- Die bisherige Unterscheidung zwischen NawaRo-Anlagen und Abfallanlagen sollte auch im Ausschreibungsverfahren fortgeführt werden, um die Stilllegung bestehender Abfallanlagen zu verhindern.
- Um bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen Investitions- und Vertrauensschutz zukommen zu lassen, enthält das EEG eine Sonderregel, die für einen hinreichend langen Zeitraum einen stabilen Absatzmarkt für Biomethan erhalten soll. In der aktuellen Ausgestaltung kann diese Regel jedoch keinen stabilen Absatzmarkt sicherstellen, weshalb sie dringend überarbeitet werden muss.

Weitere Vorschläge

- Die Möglichkeit einer bilanziellen Teilbarkeit von Biogasmengen sollte auf Anlagen erweitert werden, die vor 2012 in Betrieb gegangen sind.
- Es sollte eine Sondervergütungskategorie für Biogasanlagen eingeführt werden, die ausschließlich ökologisch besonders wertvolle Substrate einsetzen.

1. Vorbemerkung: Politische Zielsetzung

Die Bundesregierung hat sich in Ihrem Koalitionsvertrag dazu bekannt, die deutschen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis zum Jahr 2030 um 705 bis 724 Millionen Tonnen (Mio. t.) CO₂-Äquivalenten gegenüber 1990 zu senken. Ohne einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien sind diese Ziele nicht zu erreichen. Aus diesem Grund hat sich die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 darauf festgelegt, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) ist das zentrale Instrument, dieses Ausbauziel für Erneuerbaren Strom zu erreichen. In Bezug auf die Bioenergie bedeutet dies, dass bei einer umfassenden EEG-Reform vor allem folgende Themen adressiert werden müssen:

Erstens: In Deutschland werden jährlich rund 50 Terawattstunden (TWh) Strom und 140 TWh Wärme aus biogenen Festbrennstoffen, Biogas etc. erzeugt, wodurch in etwa 57 Mio. t THG-Emissionen vermieden werden.¹ Mit gut 40 TWh pro Jahr wird der Großteil des Stroms aus Biomasse in EEG-Anlagen erzeugt sowie ein signifikanter Teil der biogenen Wärmeerzeugung. Die Regelungen im EEG 2017 müssen so ausgestaltet werden, dass der Beitrag der **Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse** zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie der Ausbauziele für Erneuerbare Energie **bewahrt und moderat ausgebaut** wird. Dies deckt sich auch mit dem Klimaschutzprogramm 2030, das (nahezu) Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 vorsieht.

Zweitens: Neben ihrer Funktion des Klimaschutzes durch die Bereitstellung erneuerbarer Energie müssen Bioenergieanlagen zukünftig sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor die Funktion eines Systemdienstleisters übernehmen. Sie müssen die fluktuierende Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie ausgleichen und so zur Versorgungssicherheit in einem nachhaltigen und klimafreundlichen Energiesystem beitragen. Die Stromerzeugung aus Biomasse kann dazu beitragen, dass der anvisierte Anteil von 65 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch nicht nur durch fluktuierende Erneuerbare Energien, sondern auch durch steuerbare Anlagen bereitgestellt wird. Dies reduziert den Bedarf an Netzausbau, Redispatch und der Vorhaltung konventioneller Kraftwerke. Die Rahmenbedingungen im EEG müssen so ausgestaltet werden, dass bestehende und neue Bioenergie-Anlagen in diese Richtung optimiert werden. Dazu gehört insbesondere für Biogasanlagen die umfassende Umrüstung des Anlagenbestands auf eine **flexible Fahrweise, ein Ausbau der Wärmebereitstellung sowie eine Maximierung der THG-Einsparung** durch Effizienzsteigerung und Substrat- bzw. Brennstoffänderungen. Auch dieses Ziel ist im Koalitionsvertrag festgehalten. Die Umrüstung auf eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen bedeutet heute insbesondere einen Zubau von Motoren (Überbauung), Gas- und Wärmespeichern.

Drittens: Die noch vorhandenen **Reststoff- und Nebenprodukt-Potenziale** aus der Land-, Forst- und Abfallwirtschaft wie zum Beispiel Gülle/Mist, Biotonneninhalte, Stroh, Waldrestholz, Altholz und Landschaftspflegematerial sollten für eine nachhaltige Bioenergie-Erzeugung konsequent genutzt werden. So bietet exemplarisch die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen neben der Produktion von Strom und Wärme große Chancen für die Reduktion von Treibhausgasen aus der Landwirtschaft. Durch die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen werden heute ca. 2,4 Mio. t THG-Emissionen im Landwirtschaftssektor vermieden.² Der **Einsatz von Gülle** in neuen und bestehenden Biogasanlagen sollte weiter ausgebaut werden. Ebenso ist es wichtig, die Strom- und Wärmepotenziale von Altholzanlagen auch nach Auslaufen der EEG-Vergütung weiter nutzen zu können. Flankiert werden könnte dies über eine frühzeitige Flexibilisierung des Brennstoffbandes.

Im vorliegenden Positionspapier unterbreiten die Bioenergieverbände Vorschläge, wie das EEG weiterentwickelt werden kann, um den Beitrag der Bioenergie zum Klimaschutz zu stabilisieren und auszubauen, die bestehende Energieerzeugung aus Biomasse zu optimieren und die Nutzung von

¹ Quelle: AGEESTat (2018), Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung in Deutschland 2017.

² Quelle: Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. (2017).

Reststoffen und Nebenprodukten auszubauen. Darüber hinaus gilt es, den zugesicherten **Investitions- und Vertrauensschutz**, der in einigen Aspekten verletzt wird, wieder herzustellen.

In diesem Zusammenhang möchte die Bioenergiebranche auch noch einmal betonen, wie wichtig es ist, neben den bestehenden Vergütungsinstrumenten die Rahmenbedingungen außerhalb des EEG zu verbessern, damit Zusatzerlöse generiert und der Vergütungsbedarf gesenkt werden kann. Dies gilt insbesondere für die Herstellung ambitionierter CO₂-Preise, die starke Anreize für einen Ausbau der Wärmenutzung setzen und so auch dazu beitragen würde, die Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Wärme zu erreichen.

2. Stabilisierungspfad für Biomasse einführen

Die Ausschreibungsvolumina für Biomasse sind nur bis inkl. 2022 festgelegt und entsprechen einer Gesamtmenge von 1.050 Megawatt (MW) installierter Leistung für die Jahre 2017 bis 2022. Gemäß der oben vorgeschlagenen politischen Zielsetzung für eine umfassende EEG-Reform sollte die Stromerzeugung (elektrische Arbeit) aus Biomasse in etwa auf dem heutigen Niveau stabilisiert und moderat ausgebaut werden. In diesem Sinne sollte man nicht von einem „Ausbaupfad“, sondern von einem „Stabilisierungspfad“ sprechen. Dabei wird berücksichtigt, dass der insbesondere der Biogasanlagenpark zukünftig für die bedarfsgerechte Energieerzeugung flexibilisiert wird; d.h., es wird mehr Stromerzeugungskapazität installiert, aber über das Jahr hinweg gesehen nicht mehr Strom erzeugt. Das Klimaschutzprogramm 2030 sieht für die Stromerzeugung aus fester und flüssiger Biomasse sowie Biogas ein Ziel von 42 TWh für das Jahr 2030 vor. Es bietet sich deshalb an, mit dem Stabilisierungspfad in den Jahren 2023 bis inkl. 2027 dieses Ziel umzusetzen. In den Folgejahren können dann Ausschreibungsvolumina gewählt werden, die das Ziel einer vollständigen Stabilisierung ermöglichen.

Vorschlag

Die Ausschreibungsvolumina (§ 28 Abs. 3) werden wie folgt weitergeführt

Stabilisierungspfad 2023 bis 2030								
Zur Erreichung des Zielszenarios im Klimaschutzprogramm 2030						Zur Stabilisierung des Anlagenbestands		
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
MW inst	400	500	500	600	600	900	1.200	1.500
Jeweils zzgl. nicht bezuschlagter, nicht realisierter oder vorzeitig stillgelegter Leistung aus den Vorjahren								

Das insgesamt bis 2030 ausgeschriebene Volumen ist so gewählt, dass zusammen mit den Ausschreibungsvolumina im EEG 2017 (insgesamt 1.050 MW inst. von 2017 bis 2022) das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 erreicht und in den Folgejahren die Stromerzeugung (elektrische Arbeit) aus EEG-vergütungsfähiger Biomasse gemäß der heutigen Prognosen³ in etwa auf dem aktuellen Niveau stabilisiert wird. Dabei wird unterstellt:

- Die Stromerzeugung aus Altholz und Schwarzlaube bleibt ohnehin auch nach Auslaufen der EEG-Vergütung auf dem heutigen Niveau bestehen. Dies sind in etwa 6,8 TWh.
- Im Jahr 2030 erzeugen EEG-Anlagen, vergütungsfähige Biomasse einsetzen und sich noch *im ersten Vergütungszeitraum* befinden, weiterhin eine Strommenge von ca. 17 TWh. Dies entspricht der sehr optimistischen Annahme, dass alle Anlagen und Anlagenerweiterungen, die bis Ende 2011 in Betrieb genommen wurden, auch Ende 2030 noch in Betrieb sind.
- EEG-Biomasse-Anlagen, die im Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag erhalten, werden im Schnitt mit 5.000 Volllaststunden betrieben. Diese Annahme wird im Klimaschutzprogramm 2030 gemacht (nur so kann ein Anlagenpark von 8,4 GW eine Strommenge von 42 TWh bereitstellen) und hier der Einfachheit halber übernommen.

³ Quelle: Berechnungen des Deutsche Biomasse Forschungszentrums (2015) über das Auslaufen der EEG-Vergütungen von Biogasanlagen und Feste-Biomasse-Anlagen (ohne Altholz und Schwarzlaube).

- Die Stromerzeugung aus Anlagen, deren erster Vergütungszeitraum endet, wird drei Jahre vorher wieder neu ausgeschrieben. Da der jährliche Zubau an Biomasse-Anlagen zwischen 2000 und 2011 anstieg, ist der Stabilisierungspfad ebenfalls aufsteigend.
- Die Ausschreibungsvolumina, auch die der Jahre 2017 bis 2022, werden vollständig ausgeschöpft und realisiert. Volumina, die in einem Jahr nicht bezuschlagt werden, sind sonst ins Folgejahr zu übertragen.

Werden übermäßig viele Projekte nicht realisiert oder vorzeitig stillgelegt, muss der Stabilisierungspfad entsprechend erhöht werden.

Neben diesem Vorschlag zur Fortführung der bestehenden Ausschreibungsvolumina soll hier jedoch angemerkt werden, dass sich nach Ansicht der Bioenergieverbände die Systematik der Ausschreibungen und der Vergütung für Biomasse an der *Bemessungsleistung*, d.h. der tatsächlichen Stromerzeugung, der Anlagen orientieren sollte, nicht an der *installierten* Leistung. Insbesondere Biogasanlagen verfolgen sehr unterschiedliche Konzepte der Flexibilisierung, so dass zwei Anlagen mit gleicher installierter Leistung eine sehr unterschiedliche Bemessungsleistung aufweisen können. Um die Menge der Stromerzeugung aus Biomasse über das EEG zu steuern, sollte deshalb nicht die Vergütung auf eine bestimmte Menge installierter Leistung begrenzt werden, sondern auf eine bestimmte Menge Bemessungsleistung. Im Ausschreibungsverfahren ließe sich dies umsetzen, wenn sich Bieter nicht um eine Vergütungsberechtigung für eine bestimmte Menge installierter Leistung bewerben, sondern um eine Vergütungsberechtigung für eine bestimmte Menge Bemessungsleistung, d.h. bestimmte Strommenge pro Jahr, die maximal über das EEG vergütet wird (analog zur „Höchstbemessungsleistung“ für Bestandsanlagen). Würde man dieses Konzept umsetzen müsste der oben genannte Stabilisierungspfad neu ermittelt und dann in MW (Höchst-)Bemessungsleistung gefasst werden. Das gleiche gilt u.a. für die Gebotsgrößen und die Untergrenze für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren.

3. Weiterentwicklung des Ausschreibungsverfahrens

Mit der EEG-Reform 2016 wurde die Möglichkeit geschaffen, durch die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nicht nur eine Vergütung für neue Bioenergieanlagen zu erhalten, sondern auch Bioenergieanlagen nach Ablauf ihres EEG-Vergütungszeitraums weiter zu betreiben. In seiner konkreten Umsetzung weist das Ausschreibungsdesign jedoch noch Defizite auf, die dem Ziel einer Stabilisierung und eines moderaten Ausbaus der Bioenergie entgegenstehen. Alle bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden (Stand: Dezember 2019) haben gezeigt, dass die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens für die Bioenergie überarbeitet werden sollte. Nur so lässt sich ein hohes Maß an Wettbewerb herstellen, der für ein funktionierendes Ausschreibungsverfahren notwendig ist. Die meisten Vorschläge können auch durch eine Verordnung im Sinne von § 88 EEG 2017 und damit ohne aufwendiges parlamentarisches Verfahren umgesetzt werden.

3.1. Gebotshöchstwerte und Vergütungsdauer

3.1.1. Gebotshöchstwerte anpassen (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 39b, 39f)

Wie die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren zeigt, sind die Gebotshöchstwerte grundsätzlich zu niedrig angelegt. Die Deckelung der Gebote für Neuanlagen auf 14,43 ct/kWh (2020) erlaubt nur in Ausnahmefällen einen Anlagenneubau. Die Deckelung der Gebote für Bestandsanlagen bei 16,39 ct/kWh (2020) ermöglicht in den meisten Fällen für Anlagen auf Basis von Abfällen oder Restholz eine angemessene Vergütung. Der Großteil der Bestandsanlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) oder Frischholz hingegen kann allein mit einer EEG-Vergütung in dieser Höhe nicht betrieben werden. Zu diesem Schluss kommt auch das Fraunhofer IEE. In seinem EEG-Erfahrungsbericht für modellierte Bestandsanlagen werden Stromgestehungskosten zwischen 16 und 20 ct/kWh für NawaRo-Biogasanlagen bzw. zwischen 14 und 17 ct/kWh für Frischholz-Heizkraftwerke genannt.⁴ Die Kosten von Neuanlagen liegen aufgrund des höheren Investitionsbedarfs noch darüber.

Nach § 85a Abs. 2 sind die Höchstwerte zu erhöhen, wenn sie deutlich unter den mittleren Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie liegen. Bei Biomasse ist dies offensichtlich der Fall. Besonders hoch ist der Anpassungsbedarf bei Anlagen im niedrigen Leistungsbereich mit unter 750 Kilowatt (kW) installierter Leistung. Dies benachteiligt kleinere und mittelständische Anlagen der Land- und Forstwirtschaft, da diese aufgrund ihrer Größe und Einsatzstoffe höhere spezifische Investitions- bzw. Substratkosten aufweisen. Es besteht deshalb die Gefahr einer Verschiebung von Anlagenkonzepten und Akteuren hin zu Großanlagen. Dies ist nicht im Sinne des politischen Ziels, die bestehende Vielfalt der Akteure, Anlagenkonzepte und Technologien zu bewahren.

Darüber hinaus führen die unterschiedlichen Gebotshöchstwerte für Neu- und Bestandsanlagen zu einer Diskriminierung von Neu- gegenüber Bestandsanlagen, wodurch Potenziale der Kostensenkung ungenutzt bleiben. So kann beispielsweise eine Bestandsanlage, die einen Vergütungsbedarf von 16,5 ct/kWh besitzt, am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, eine Neuanlage, die nur 15,5 ct/kWh benötigt, jedoch nicht.

Vorschläge

Grundsätzlich sollten die Gebotshöchstwerte nach oben angepasst werden bis genug Projekte realisiert werden können, um den Stabilisierungspfad einzuhalten und die Stromerzeugung aus Biomasse zumindest auf dem heutigen Niveau zu bewahren. Für Bestandsanlagen ist nach Ansicht der Bioenergieverbände eine Anhebung um 3 ct/kWh gerechtfertigt. Davon abgesehen sollte zumindest:

⁴ Quelle: Fraunhofer IEE (2018), Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – Teilvorhaben II a: Biomasse (Zwischenbericht).

- Der Gebotshöchstwert für Neuanlagen auf das Niveau des Gebotshöchstwerts für Bestandsanlagen angehoben werden. Um Gebote deutlich oberhalb der Gestehungskosten zu verhindern, sollte analog zur Vergütungsbegrenzung für die Vergärung getrennt erfasster Bioabfälle (§ 39h Abs. 3) eine Vergütungsbegrenzung für bestimmte Anlagenkonzepte geprüft werden. (Änderung von § 39b Abs. 1)
- Insofern an dem niedrigeren Höchstwert für Neuanlagen festgehalten wird, sollte Projektierern mehr Flexibilität in der Ausgestaltung ihrer Gebote eingeräumt werden. Bieter für Neubauprojekte sollten wählen können zwischen einem Gebot mit niedrigem Höchstwert für eine zwanzigjährige Vergütung (wie aktuell) und einem Gebot mit dem Bestandsanlagen-Höchstwert für eine zehnjährige Vergütung (wie aktuell für Bestandsanlagen-Gebote). (Ergänzung von § 39 b)

3.1.2. Aussetzen der Degression (Änderung von § 39b Abs. 2, § 39f Abs. 5 Nr. 3, § 44a)

Im Verlauf der letzten EEG-Novellen wurde die Vergütung für Bioenergieanlagen zum Teil drastisch gesenkt. Betrug die EEG-Vergütung einer typischen Neuanlage 2009 noch ca. 21 ct/kWh, lag der maximale anzulegende Wert für eine analoge Neuanlage zuletzt bei 14,46 ct/kWh und für eine analoge Bestandsanlage bei 16,56 ct/kWh (jeweils 2019). Dies entspricht einer jährlichen Degression von ca. 3,6 bzw. 2,4 Prozent über einen Zeitraum von neun Jahren. Zusätzlich zu dieser nominalen Absenkung der EEG-Vergütung für Neuanlagen, die ja technologische Fortschritte abbilden soll, wird die Wirtschaftlichkeit von neuen und bestehenden Bioenergieanlagen auch durch die jährliche Inflation belastet, die aufgrund laufender Kosten für Brennstoffe und Ersatzinvestitionen diese Technologien stärker trifft als beispielsweise Wind- und Solarenergieanlagen. Die sehr starke nominale wie reale Absenkung der EEG-Vergütung in den letzten Jahren rechtfertigt, die Vergütung nicht weiter abzusenken bis die Ausschreibungen zeigen, dass hinreichend viele Anlagen zu den heutigen Vergütungssätzen wirtschaftlich betrieben werden können.

Vorschlag

Die Degression für Neu- und Bestandsanlagen (auch in der Festvergütung) wird zumindest solange ausgesetzt bis das Ausschreibungsvolumen deutlich überzeichnet ist.

3.1.3. Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen bei einem vorzeitigem Wechsel (Ergänzung von § 39g)

Zum jetzigen Zeitpunkt können nur wenige Anlagen, die für das Ausschreibungsverfahren in Frage kommen, in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln ohne Jahre ihres ersten Vergütungszeitraums zu verlieren. Wie die erste Ausschreibungsrunde zeigte, ist der vorzeitige Wechsel für die allermeisten Anlagen aber unattraktiv, da die Vergütung im ersten Zeitraum im Normalfall deutlich höher ist (in der ersten Runde wechselte nur eine von 20 bezuschlagten Bestandsanlagen vorzeitig). Die Attraktivität eines vorzeitigen Wechsels kann erhöht werden, indem der Wechsel zumindest nicht zu einer Verkürzung der Gesamtvergütungsdauer führt.

Vorschlag

Für Anlagen, die vor Ablauf ihres ersten Vergütungszeitraums in ihren zweiten Vergütungszeitraum wechseln, verlängert sich der zweite Vergütungszeitraum um die nicht in Anspruch genommenen Jahre des ersten Vergütungszeitraums.

3.2. Ausschreibungsdesign

Die bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden haben das Potenzial möglicher Projekte nicht ausgeschöpft. Zwar ist die Zahl der Gebote tendenziell gegenüber der ersten Ausschreibungsrunde gestiegen (von 33 in 2017 auf 76 in 2019). Dies zeigt, dass die bisherige Zurückhaltung in der Branche langsam abgebaut wird. Dennoch besteht noch großer Änderungsbedarf am Ausschreibungsdesign, um die Stromerzeugung auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren.

3.2.1. Überprüfung und Absenkung der Präqualifikationsbedingungen und Realisierungsfristen für Neuanlagen (Überprüfung bzw. Änderung von §§ 39, 39a, 39d, 39g, 55)

Laut Branchenangaben sind die Präqualifikationsbedingungen und Realisierungsfristen für Neuanlagen ein sehr großes Hemmnis für Investitionen in Neuanlagen und mit einer Erklärung, warum für Projekte, die selbst bei den niedrigen Gebotshöchstwerten für Neuanlagen wirtschaftlich wären, kein Gebot eingereicht wird.

Dies gilt in besonderem Maße für Holzheizkraftwerke und Bioabfallvergärungsanlagen. Holzheizkraftwerke besitzen im Mittel eine installierte Leistung von mehr als 5 MW el und deshalb einen signifikanten Investitionsbedarf und Projektierungsaufwand. Zudem wurden diese Projekte in der Vergangenheit oft durch Zusammenschlüsse kleinerer Marktakteure finanziert, die das hohe finanzielle Risiko, für ein bereits genehmigtes Projekt keinen Zuschlag zu erhalten, nicht tragen können. Ähnliches gilt für Bioabfallvergärungsanlagen, die normalerweise ebenfalls von einem Zusammenschluss kleinerer Marktakteure (u.a. Kommunen oder private Entsorger) finanziert werden und aufgrund des daraus resultierenden Abstimmungsbedarfs genauso einen sehr langen Projektierungsaufwand aufweisen. Die Anforderung, bei Teilnahme an einer Ausschreibung eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vorzulegen (§ 39 Abs. 1 Nr. 2), schreckt hier aufgrund der unverhältnismäßig hohen Vorinvestition typische Investoren ab.

Darüber hinaus zeigen Erfahrungswerte aus der Praxis, dass eine Frist von 2 Jahren zwischen Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme für Holzheizkraftwerke mit mehr als 5 MW el. inst. Leistung aber auch für Bioabfallvergärungsanlagen kaum einzuhalten sein wird. Unvorhergesehene Ereignisse in der Realisierungsphase führen somit fast unweigerlich dazu, dass die vorgegebene Realisierungsfrist von zwei Jahren (§ 39d Abs. 1, § 55 Abs. 4) nicht eingehalten werden kann und der Projektierer entsprechend pönalisiert wird oder den Zuschlag sogar vollständig verliert. Bei Projekten für Vergärung von Bioabfall hieße dies, dass Kommunen weiterhin lediglich auf die reine Kompostierung ohne zusätzliche Energiegewinnung setzen

Vorschläge

- Die maximale Realisierungsfrist für Neuanlagen sollte auf mindestens 36 Monate verlängert werden. (Änderung von § 39d Abs. 1, § 39g Abs. 1)
- Die Pönale sollte bei Neuanlagen erst nach 24 Monaten fällig werden. (Änderung von § 55 Abs. 4)
- Es sollte geprüft werden, inwiefern eine Lockerung der Präqualifikationsbedingungen die Teilnahme für weniger finanzstarke Marktakteure erleichtern könnte. Zum Beispiel könnte die Anforderung auf eine behördliche Bescheinigung über die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit umgestellt werden. Die finanzielle Sicherheit (§§ 39a, 55) müsste dann jedoch entsprechend angepasst und eine Frist zur Nachreichung der Genehmigung festgelegt werden. In jedem Fall muss sichergestellt sein, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit nicht beeinträchtigt bzw. der Ausbaupfad nicht für andere Projekte blockiert wird.

3.2.2. Klarstellung bei den Teilnahmevoraussetzungen für bestehende Holzheizkraftwerke am Ausschreibungsverfahren (Änderung von § 39f)

Bestehende Biomasseheizkraftwerke können am Ausschreibungsverfahren für Bestandsanlagen teilnehmen, wenn sie nach § 39f mit „Biomasse nach der Biomasseverordnung“ (BiomasseV) in Betrieb genommen wurden. Da aber nicht näher beschrieben ist, auf welche Version der BiomasseV abgestellt werden soll, können Situationen entstehen, in denen Kraftwerke mit damals vergütungsfähiger Biomasse in Betrieb genommen wurden, diese aber in der heutigen Version fehlen (bspw. Altholz). Würde ein solches Kraftwerk an dem Ausschreibungsverfahren mit aktueller vergütungsfähiger Biomasse teilnehmen wollen, bestünde die Rechtsunsicherheit der Auslegung des § 39f.

Vorschlag

Es sollte durch folgende Änderung genauer bestimmt werden, auf welche Version der BiomasseV Bezug genommen wird: „Inbetriebnahme mit Biomasse nach BiomasseV zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme“. (Änderung von § 39f)

3.2.3. Abschaffung der Wartefrist für Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (Änderung von § 39f Abs. 2)

Nach § 39f Absatz 2 darf eine Bestandsanlage frühestens zwölf Monate nach dem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren in ihren zweiten Vergütungszeitraum wechseln. Dies hat zur Folge, dass Anlagen, deren Vergütungszeitraum z.B. Ende 2020 ausläuft, die aber in 2019 keinen Zuschlag erhalten können, mindestens vier Monate (bis Anfang Mai 2021) ohne EEG-Vergütung auskommen. Dies dürfte in den allermeisten Fällen zur endgültigen Stilllegung führen. Dabei gibt es keinen sachlichen Grund, den Wechsel von bezuschlagten Anlagen hinauszuzögern.

Vorschlag

Die Wartefrist für den Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum sollte abgeschafft werden. (Änderung von § 39f Abs. 2)

3.2.4. Abschaffung des Verbots zur Eigenversorgung (Streichung von § 27a)

Die Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, dürfen in ihrem gesamten Vergütungszeitraum den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen ist u.a. der Strom, der in der Anlage selbst oder den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage verbraucht wird. Die Begründung zum EEG 2017 führt u.a. aus: „Solche untergeordneten Verbräuche zum Betrieb der Anlage und damit verbundenen Einrichtungen sind damit ausgenommen. [...] Beispiele für Ausnahmen sind etwa bei Biomasseanlagen das Fermenterrührwerk“. Allerdings ist eine genaue Abgrenzung, was noch zulässig ist und was nicht, nicht erfolgt/nicht möglich, z.B. wie Strom zu bewerten ist, der für eine Gärproduktrockung oder eine Hygienisierung bei Abfallanlagen eingesetzt wird. Da bei einer unzulässigen Nutzung des Stroms der Verlust der EEG-Vergütung droht, ist in der Praxis jegliche Form der Eigenstromnutzung de facto ausgeschlossen.

Vorschlag

Das Verbot der Eigenstromnutzung sollte generell gestrichen werden. Da sich die Höchstbemessungsleistung im EEG 2017 ohnehin auf die erzeugte Leistung bezieht, besteht keine Gefahr, dass Anlagen mehr als 50 Prozent ihrer installierten Leistung für die Einspeisung und Eigenversorgung nutzen.

4. Einsatz von Rest- und Abfallstoffen ausbauen

4.1. Güllevergärung anreizen

Die Emissionen der Landwirtschaft betragen 2016 knapp 65 Mio. t CO₂-Äquivalent, wovon rund 32 Mio. t auf Methan entfallen. Diese stammen aus der Verdauung von Wiederkäuern sowie aus der Lagerung von Wirtschaftsdüngern (Gülle und Mist). Biogasanlagen, die Wirtschaftsdünger vergären, fangen die bei der Lagerung anfallenden Methanemissionen auf und nutzen diese energetisch. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen stellt damit einen effizienten Weg dar, landwirtschaftliche (und energetische) Treibhausgasemissionen zu reduzieren und so die Sektorziele des Klimaschutzplans und die nationalen Klimaziele zu erreichen.

Rund 25 Prozent des in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdüngers wird in Biogasanlagen vergoren (Stand: Ende 2017). Dies spart Treibhausgasemissionen von etwa 2,19 Mio. t CO₂-Äquivalent ein – allein durch die Vermeidung der Methanemissionen aus der Lagerung der Wirtschaftsdünger in der Viehhaltung. Hinzu kommt die Vermeidung von THG-Emissionen durch die Bereitstellung klimafreundlicher Energie. Nach Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. (FvB) liegt das heutige Potenzial an Biogas, das pro Jahr realistischerweise aus Gülle gewonnen werden kann (insbesondere auch durch überbetriebliche Kooperationen und ggf. durch den zusätzlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe), in folgender Größenordnung (Stand: Ende 2017):

	Biogas	Brutto-Strom (Bem.-Leistung)	Inst. Leistung (bei doppelter Überbauung)	Vermiedene Methanemissionen (in CO ₂ -Äquiv.)
Realistisches Potenzial ⁵	30.000 GWh	1.300 MW	2.600 MW	5,25 Mio. t
Bereits genutzt	12.500 GWh	540 MW	1.080 MW	2,19 Mio. t
Freies Potenzial	17.500 GWh	760 MW	1.520 MW	3,06 Mio. t

Im Sinne des Klimaschutzes in der Energie- und Landwirtschaft, im Sinne einer dezentralen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff sowie im Sinne einer sinnvollen Strukturpolitik für den ländlichen Raum muss es das Ziel der Politik sein, das freie Potenzial der Güllevergärung zu erschließen sowie die bestehende Güllevergärung zu erhalten. Solange kein neues Instrument geschaffen wird, ist das EEG das zentrale Instrument, die Güllevergärung auszubauen. Für weitere Vorschläge zum Ausbau der Güllevergärung, insbesondere zur Einführung ergänzender Finanzierungsmaßnahmen außerhalb des EEG, sei hier auf das entsprechende Positionspapier der Bioenergieverbände verwiesen.

4.1.1. Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 44, 50a, 101)

Abgesehen von der Sondervergütungsklasse für Güllekleinanlagen (§ 44) sind neue Anlagen mit überwiegendem Gülleanteil jedoch im Normalfall nicht wirtschaftlich, weder im Ausschreibungsverfahren noch in der Festvergütung.

⁵ Angenommen wird, dass bis zu 60 Prozent des heute anfallenden Wirtschaftsdüngers realistischerweise für die Vergärung erschlossen werden können; für die Umrechnung in Strommengen bzw. installierte elektrische Leistung wird ein Wirkungsgrad von 38 Prozent angesetzt.

Die Sondervergütungsklasse im EEG ist an sich sinnvoll und die Bioenergieverbände begrüßen die im Energiesammelgesetz vorgenommene Änderung der Größenbegrenzung von 75 Kilowatt (kW) installierter Leistung auf 150 kW inst. bei maximal 75 kW Bemessungsleistung. Durch die vorgenommene Änderung ist es grundsätzlich möglich, dass Anlagen dieser Klasse bei gleicher Stromerzeugung Blockheizkraftwerke mit größerer Leistung verwenden. Diese haben einen höheren elektrischen und thermischen Wirkungsgrad und tragen damit zu wirtschaftlicheren Anlagenkonzepten bei. Zudem könnte dadurch eine saisonale Verschiebung der Güllevergärung von den Sommermonaten (in denen in Betrieben mit Weidehaltung weniger Gülle anfällt) auf die Wintermonate (bei denen der Wärmeeigenbedarf und der Bedarf externer Wärme höher ist) ermöglicht werden. Aufgrund dieser Vorteile der Flexibilisierung ist nicht nachvollziehbar, warum im EEG 2017 flexibilisierte Gülleanlagen nicht wie auch andere flexible Anlagen den Flexibilitätszuschlag erhalten können, der die Flexibilisierung finanziert. So besteht zwar theoretisch die Möglichkeit, Gülleanlagen zu flexibilisieren, aber die notwendige Finanzierung dafür wird nicht bereitgestellt. Zudem kann nicht nachvollzogen werden, warum die Änderung nur für Anlagen vorgenommen wurde, die ab dem 1.1.2017 in Betrieb gegangen sind.

Abgesehen von diesen Einschränkungen führt die Änderung der Sondervergütungsklasse in die richtige Richtung. Nichts desto trotz ist die Ausgestaltung der Sondervergütungsklasse weiterhin nicht ausreichend, um das Potenzial der Güllevergärung vollständig zu erschließen bzw. die bestehende Güllevergärung zu bewahren. Zum einen ist auch die neue Beschränkung auf 150 kW inst. bei maximal 75 kW Bem. sehr starr und hemmt effizientere Anlagenkonzepte. Darüber hinaus kann die Sondervergütungsklasse nur von Neuanlagen in Anspruch genommen werden, so dass die Güllevergärung in Bestandsanlagen, deren erster Vergütungszeitraum ausläuft, nicht erfasst werden.

Vorschläge

- Die Begrenzung der Sondervergütungsklasse auf 75 kW Bem. wird vielen Viehhaltungsbetrieben nicht gerecht, da dort zum Teil deutlich mehr Gülle anfällt. Die Grenze sollte deshalb auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht werden. (Änderung von § 44)
- Um den Anreiz zur Flexibilisierung beizubehalten, sollte gleichzeitig die Begrenzung der installierten Leistung abgeschafft werden. (Änderung von § 44)
- Auch Güllekleinanlagen sollten den Flexibilitätszuschlag erhalten können. (Änderung von § 50a Abs. 2)
- Die Degression für die Sondervergütungsklasse sollte bis auf Weiteres ausgesetzt werden (Änderung von § 44a).
- Die Änderungen sollten für alle bestehenden Anlagen der Sondervergütungsklasse gelten, auch wenn sie vor dem 1.1.2017 in Betrieb gegangen sind. (Ergänzung von § 101)
- Bestandsanlagen, deren erster EEG-Vergütungszeitraum ausgelaufen ist, sollten die Möglichkeit erhalten, durch einen Wechsel in die Sondervergütungsklasse einen zweiten Vergütungszeitraum zu erhalten (ggf. mit Abschlag bei der Vergütungshöhe). (Ergänzung von § 44)

4.1.2. Pflicht zur Abdeckung von Gärproduktlagern weiterentwickeln (Änderung von § 9 Abs. 5, § 101)

Eine Vergütungsbedingung im EEG 2017 ist, dass die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Anlagen, die ausschließlich Gülle vergären, sind zwar von dieser Pflicht ausgenommen.

Doch an vielen Standorten ist die anfallende Güllemenge nicht ausreichend und muss durch den ergänzenden Einsatz von Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen wirtschaftlich erschlossen werden. Diese Anlagen unterliegen demnach voll der Pflicht zur Sicherstellung der Mindestverweilzeit von 150 Tagen im EEG.

Nach Ansicht der Bioenergieverbände sind selbstverständlich Maßnahmen zu ergreifen, die Methanemissionen aus Gärprodukten zu minimieren. Aber die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System ist eine, jedoch nicht die einzige Maßnahme, um Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung zu minimieren. Auch die Effizienzsteigerung des Vergärungsprozesses, z.B. durch vorgelagerten Aufschluss der Substrate, die über das Restgaspotenzial überprüfbar ist, oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess unterbrochen wird, sind technisch mögliche sowie fachlich geeignete Maßnahmen. Darüber hinaus ist die 150 Tage Regelung ausgerichtet auf die Vergärung von – im Vergleich z.B. zu Fetten schwerer abbaubaren – Energiepflanzen mittels einer bestimmten Verfahrensgestaltung (quasi kontinuierliche Nassvergärung mit anschließender Lagerung flüssiger Gärprodukte). Die Regelung ist daher nicht geeignet, auf andere Verfahrensgestaltungen und/oder auf die Vergärung anderer Inputstoffe „1:1“ übertragen zu werden.

Vorschlag

Die Vergütungsanforderungen zur Vermeidung von Methanemissionen sollten technologieneutraler gestaltet sein. Als Vorbild kann der aktuelle Entwurf der TA Luft dienen. Zur Minimierung der Methanemissionen aus Gärprodukten schreibt der Entwurf vor, dass eine Anlage entweder so konzipiert sein muss, dass Substrat bzw. Gärprodukt mindestens 150 Tage im gasdichten System verbringen, oder dass nachzuweisen ist, dass die Methanemissionen des Gärprodukts unter 1 Prozent des ursprünglichen Methanpotenzials des Substrats liegen. Diese Form der Flexibilität ermöglicht technologische Innovationen (z.B. Substrataufbereitung) und damit ggf. die Senkung von Investitionskosten. Diese Anforderung sollte ins EEG übernommen werden. Sobald die TA Luft tatsächlich in Kraft getreten ist, kann im EEG auf diese verwiesen werden.

4.1.3. Pferdemist als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen (Ergänzung von § 101 EEG 2017)

Bei der Ausgestaltung des Güllebonus im EEG 2009 wird als Definition von „Gülle“ auf die damals gültige aber inzwischen abgelöste EG-Verordnung Nr. 1774/2002 verwiesen. Diese umfasste zwar die für Biogasanlagen typische Schweine- und Rindergülle sowie Rinderfestmist, Pferdemist jedoch nur von Schlachttieren (Nutztieren). Folglich wird der Einsatz von Pferdemist aus Reitställen nicht über den Güllebonus angereizt und kaum in Biogasanlagen eingesetzt.

Vorschlag

Seit dem 4. März 2011 wird sämtliche Gülle (Exkrememente und Urin) von Equiden und damit auch von allen Pferden unter die Definitionen der EG-Verordnung Nr. 1069/2009 gefasst. Durch eine Veränderung des Verweises auf die EG-Verordnung Nr. 1069/2009 würde der Einsatz von Pferdemist in Biogasanlagen stark angereizt. (Ergänzung von § 101 EEG 2017)

4.1.4. Aufhebung der Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen (Änderung von § 101 Abs. 1)

Die mit dem EEG 2014 eingeführte Höchstbemessungsleistung soll sicherstellen, dass insbesondere Anlagen, die die erhöhte Vergütung für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe erhalten, nicht mehr erweitert werden. Dazu sehen die Regelungen über die Höchstbemessungsleistung vor, dass der Strom, der über die Höchstbemessungsleistung hinaus produziert wird, lediglich mit einem Bruchteil der notwendigen Vergütung honoriert wird. Dass die Zielstellung der Höchstbemessungsleistung nicht auf die Vergütungstatbestände für Strom aus Gülle- und Bioabfallanlagen zutrifft, da diese unverändert

fortgeschrieben wurden, wird mehrfach ausdrücklich in der Gesetzesbegründung festgestellt. Nichtsdestotrotz erstreckt der Gesetzeswortlaut die Höchstbemessungsleistung auch auf diese Vergütungstatbestände.

Vorschlag

Dementsprechend sollte der Gesetzestext angepasst und die Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen aufgehoben werden.

4.2. Brennstoffeinsatz in Biomasseheizkraftwerken flexibilisieren

Der Einsatz von Brennstoffen ist ein wesentlicher Kosten- und Erlösfaktor für die Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse und hat damit ganz erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung. Mit Blick auf die gewünschte Senkung der Kosten für Erneuerbare Energien wäre es deshalb hilfreich auch die im EEG geregelten Grundlagen zum Brennstoffeinsatz nochmals zu überprüfen.

4.2.1. Mitverbrennung nicht-vergütungsfähiger Biomasse in EEG-Anlagen ermöglichen

Dabei sollte sich der Fokus auf die bisher in vielen Regelungen des EEG definierte Ausschließlichkeit von biogenen Brennstoffen richten. Denn wesentlich beeinflusst werden die Einkaufspreise für Brennstoffe durch die Transportkosten. D.h., die standortnahe Erfassung und Verwertung der Biomassen ist ökonomisch sinnvoll und bietet darüber hinaus erhebliche ökologische Vorteile. Für Biomasseheizkraftwerke ergäben sich hieraus soweit technisch möglich verschiedene Optionen hinsichtlich eines *anteiligen* oder *quotalen* Brennstoffeinsatzes sowohl vergütungsfähiger als auch nicht-vergütungsfähiger Brennstoffe. Dies würde insbesondere auch Altholzholzkraftwerken den Übergang in einen Post-EEG-Zeitraum erleichtern, da diese nicht mehr an einer Ausschreibung im Sinne des EEG 2017 teilnehmen können.

Vorschlag

Biomasseheizkraftwerke sollte im Rahmen ihrer emissionsrechtlichen Genehmigung erlaubt werden, quotale und durch ein Einsatzstofftagebuch belegt, nicht vergütungsfähige Biomasse einzusetzen (bspw. Klärschlamm). Die Vollbenutzungsstunden, in denen ausschließlich diese Biomasse eingesetzt wird, sollten dann einem Konto gutgeschrieben werden, das in der Folge nach dem ersten 20-jährigen Vergütungszeitraum durch die Anlagen abgefahren werden kann.

4.2.2. Anteilige EEG-Vergütung für den Einsatz von vergütungsfähiger Biomasse in Nicht-EEG-Biomasseanlagen

An bestimmten Standorten fällt vergütungsfähige Biomasse an, jedoch in so geringen Mengen, dass die Errichtung einer Anlage nicht wirtschaftlich ist. Aus Gründen des Klimaschutzes und der Kreislaufwirtschaft wäre es sinnvoll, dass diese Biomasse in anderen, Nicht-EEG-Biomasseanlagen mitverbrannt wird. Beispielsweise würde sich bei Industrierestholz die Mitverbrennung in nahegelegenen Altholzholzkraftwerken anbieten, die nach dem EEG 2017 keine Vergütung erhalten können, anstatt sie in teilweise sehr ineffizienten Verbrennungsanlagen zu entsorgen.

Vorschlag

Es sollte geprüft werden, wie das Ausschreibungsdesign bzw. die Vergütungsbedingungen des EEG geändert werden können, damit Anlagen, die überwiegend Biomasse im Sinne der europäischen Biomasseverordnung einsetzen, für die Mitverbrennung von EEG-vergütungsfähiger Biomasse eine *anteilige* EEG-Vergütung erhalten können. Natürlich

darf dabei keinesfalls die *Gesamtleistung* der mitverbrennenden Anlage auf den Ausbaupfad angerechnet werden.

4.3. Vergärung von Bioabfällen anreizen

4.3.1. Klarstellung bei der Vergütungsbegrenzung (Änderung von § 39h)

Bei der in § 39h festgelegten Deckelung der Vergütung für Biogasanlagen, die getrennt erfasste Bioabfälle einsetzen, bestehen rechtliche Unklarheiten. In § 39h sollte wohl bestimmt werden, dass die Vergütung sinkt, wenn *mehr als 50 Prozent* von getrennt erfassten Bioabfällen eingesetzt werden. Aus dem Wortlaut ergibt sich jedoch, dass diese Rechtsfolge auch dann eintritt, wenn die bestimmten Stoffe *nur in geringen Anteilen* eingesetzt werden.

Vorschlag

In § 39h sollte klargestellt werden, dass die Vergütung erst abgesenkt wird, wenn tatsächlich die Grenze von 50 Prozent getrennt erfasster Bioabfälle überschritten wird, d.h. dass eine geringere Menge nicht zu einer Vergütungsabsenkung führt.

5. Flexibilitätsprämie weiterentwickeln

Eine zentrale energiewirtschaftliche Funktion der Energieerzeugung aus Biogas muss es zukünftig sein, bedarfsgerecht Strom und Wärme bereitzustellen. Dies entlastet die Stromnetze, verringert die Notwendigkeit anderer Technologien zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie und spart zudem Investitionen in andere Erneuerbare Wärmetechnologien. Für eine flexible, bedarfsgerechte Energieerzeugung müssen Betreiber umfangreiche Investitionen in eine Erhöhung der installierten Leistung sowie in Gas- und Wärmespeicher tätigen. Zur Finanzierung dieser Investitionen sieht das EEG für Bestandsanlagen die Flexibilitätsprämie vor (§ 50b). Die Prämie ist an sich sinnvoll, um die weitere Flexibilisierung des Anlagenbestands anzureizen, doch kann die konkrete Ausgestaltung der Regelungen noch optimiert werden.

5.1. Flexdeckel streichen oder stark erhöhen (Änderung von Anlage 3)

Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist im EEG gedeckelt. Insgesamt können nur 1.000 Megawatt installierter Leistung zuzüglich der Leistung, die in den 15 Monaten nach Erreichen dieser Grenze zur Flexibilisierung zugebaut wird, über die Flexibilitätsprämie gefördert werden. Der Deckel wurde im Juli 2019 erreicht. Ab Ende 2020 werden dementsprechend keine Biogasanlagen mehr auf eine flexible Fahrweise umgerüstet werden.

Vorschlag

Die Deckelung verhindert, dass Biogasanlagen für ihre Aufgabe im Energiesystem der Zukunft umrüsten und sollte deshalb gestrichen oder zumindest stark erhöht werden (Änderung von Anlage 3, Abschnitt 1, Nr. 5)

5.2. Flexibilitätsprämie um ein „Modul Optiflex“ ergänzen: Zahlungen auf wenige Jahre konzentrieren (Ergänzung von § 50b, Änderung von 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 den dort vorgesehenen Zeitraum von zehn Jahren gezahlt wird. Bei der jetzigen Ausgestaltung der Flexibilitätsprämie können viele Betreiber die Zahlungen aber für keine zehn Jahre mehr geltend machen. Dies sind zum einen Anlagen, deren EEG-Vergütungszeitraum in der ersten Hälfte der 2020er Jahre ausläuft. Zum anderen handelt es sich um Anlagen, die frühzeitig die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, nun aber die Flexibilität weiter ausbauen möchten. Diese Anlagen können für die weitere Flexibilisierung die Flexibilitätsprämie nur noch für deutlich weniger als zehn Jahre in Anspruch nehmen (im Normalfall sind dies noch fünf bis sechs Jahre) und deshalb eine Umrüstung nicht mehr finanzieren. Der Fachverband Biogas e.V. schätzt, dass insgesamt mehr als 2.500 Anlagen, also rund ein Viertel des Biogasanlagenparks, aus einem der beiden Gründe nicht mehr vollends technisch umrüsten und ihre Rolle im Energiesystem der Zukunft also nicht mehr wahrnehmen können - selbst wenn die Deckelung der Flexibilitätsprämie wie oben beschrieben gestrichen bzw. erhöht würde. Mit folgendem Vorschlag würden mehr Anlagen in die Lage versetzt, sich optimal für den zweiten Vergütungszeitraum zu entwickeln. Entsprechend mehr Anlagen könnten an der Ausschreibung teilnehmen.

Vorschlag

Zur Lösung des Problems könnte die Flexibilitätsprämie um einen Baustein erweitert werden: Dabei können Anlagen, die keine zehn Jahre Anspruch auf EEG-Vergütung oder Flexibilitätsprämie mehr haben, ein „Modul OptiFlex“ nutzen. Dazu werden die Zahlungen, die eine Biogasanlage durch die Flexibilitätsprämie über zehn Jahre bekommen hätte, auf die noch verbliebenen Jahre des Vergütungszeitraums verteilt. Die Mindestvergütungszeit soll jedoch 5 Jahre betragen. Bei Anlagen, die die Flexibilitätsprämie bereits in Anspruch

nehmen, werden die bereits erhaltene Zahlungen gegengerechnet. Vorausgesetzt die Deckelung der Flexibilitätsprämie wird wie oben beschrieben gestrichen, kann so die technische Umrüstung auch bei Anlagen finanziert werden, die die Flexibilitätsprämie für weniger als zehn Jahre beanspruchen können. Im Gegenzug sollten für Anlagen, die diese Option nutzen, Qualitätskriterien eingeführt werden, die eine technische Eignung der Anlage sicherstellt. Es wird vorgeschlagen, dass Biogasanlagen zur Nutzung von „OptiFlex“ an mindestens 800 Stunden pro Jahr mit Volllast betrieben werden müssen. Dabei gilt als Volllast, wenn die Stromerzeugung 95 Prozent der gemeldeten installierten Leistung erreicht. Damit würde verhindert werden, dass im Rahmen der Flexibilisierung nicht betriebsfähige BHKW vergütet würden. (Ergänzung von § 50b, Änderung von Anlage 3)

5.3. Begrenzung statt Verlust der Flexibilitätsprämie bei sehr hohem Leistungszubau (Änderung Anlage 3)

Die Zahlung aus der Flexibilitätsprämie ist umso höher, je größer der Unterschied zwischen der durchschnittlichen jährlichen Stromerzeugung („Bemessungsleistung“) und der verfügbaren installierten Leistung ist. Jedoch entfällt die Flexibilitätsprämie vollständig, sobald die installierte Leistung mehr als fünfmal so hoch liegt wie die Bemessungsleistung. Dies soll die Zahlung der Flexibilitätsprämie pro Anlage begrenzen. Allerdings führt diese Bedingung dazu, dass Anlagen, die ihre installierte Leistung sehr stark erhöhen möchten, Gefahr laufen die Flexibilitätsprämie zu verlieren, sollte in einem Jahr die Stromerzeugung z.B. aufgrund von Missernte oder einen Ausfall der Biologie im Fermenter gegen Ende des Jahres niedriger ausfallen als geplant.

Vorschlag

Anstatt einem *Verlust* der Flexibilitätsprämie könnte der gewünschte Zweck durch eine *Begrenzung* der Flexibilitätsprämie erreicht werden. Sollte die installierte Leistung in einem Jahr mehr als fünfmal so hoch liegen wie die Bemessungsleistung, dann könnte für die Berechnung der Zahlung eine fünffache Leistung angenommen werden (Änderung von Anlage 3, Abschnitt I, Nr. 1b, Abschnitt II, Nr. 2.2.). Durch diese Änderung würde eine Unterschreitung der Mindestbemessungsleistung zwar weiterhin empfindlich pönalisiert, wirkt aber nicht existenzbedrohend für den Betreiber.

6. Investitions- und Vertrauensschutz wiederherstellen

6.1. Investitionssicherheit für bestehende Biogas-Abfallanlagen wieder herstellen (Ergänzung von § 39h Abs. 3)

Gemäß der Vorgaben im EEG 2017 ist für Bestandsanlagen bei der Teilnahme an den Ausschreibungen ein Höchstgebotswert unabhängig vom eingesetzten Substrat festgelegt; in 2020 wird dieser Wert voraussichtlich 16,40 ct/kWh. Jedoch ist gemäß § 39 f Abs. 6 der anzulegende Höchstwert von Bestandsanlagen zusätzlich auf die in den letzten drei Kalenderjahren vor der Ausschreibung durchschnittlich gezahlte Vergütung begrenzt. Dadurch haben insbesondere Biogasanlagen, die industrielle und gewerbliche Bioabfälle (z.B. Speisereste, Fettabscheiderinhalte, Flotatschlämme und tierische Nebenprodukte wie Milchprodukte, Blut, Magen- und Darminhalt) einsetzen, einen viel niedrigeren Gebotshöchstwert, da deren durchschnittliche Vergütung i.d.R. zwischen 10 und 15 ct/kWh liegt. Da nun auch Abfälle in Anlagen, die bisher ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (NawaRo; einschließlich Gülle) verwenden, eingesetzt werden dürfen, könnte durch die Vergütungsdifferenz eine Verlagerung von Abfällen in bisherige NawaRo-Anlagen stattfinden und dadurch bestehenden Abfallanlagen diese Stoffströme und damit die Existenz entzogen werden. In weiterer Konsequenz könnte es damit bezogen auf die angesprochen Abfallströme zu einer Erhöhung der substratbezogenen EEG-Vergütung kommen.

Vorschlag

Die bisherige Unterscheidung zwischen NawaRo-Anlagen und Abfallanlagen sollte auch im Ausschreibungsverfahren fortgeführt werden. Zu diesem Zweck kann analog zur Vergütungsbegrenzung für die Vergärung getrennt erfasster Bioabfälle (§ 39h Abs. 3) die Vergütung für alle Biogasanlagen, die nicht ausschließlich NawaRo, Gülle oder rein pflanzliche Nebenprodukte einsetzen, auf die jeweils geltende Vergütungsbegrenzung für Bioabfall-Anlagen gedeckelt werden.

6.2. Investitions- und Vertrauensschutz von Biogasaufbereitungsanlagen

Mit dem EEG 2014 wurden die Vergütungssätze für Strom aus Biomethan so stark reduziert, dass es zukünftig nicht mehr wirtschaftlich sein wird, ein Biomethan-BHKW in Betrieb zu nehmen. Nichtsdestotrotz soll der Investitions- und Vertrauensschutz für bestehende Biogasaufbereitungsanlagen gewahrt werden. Das heißt, allen bestehenden Aufbereitungsanlagen muss es möglich bleiben, bis zum Ende ihres 20-jährigen Abschreibungszeitraums wirtschaftlich Biomethan verkaufen zu können. Aufbereitungsanlagen sind selbst keine EEG-Anlagen, sondern refinanzieren sich über die Vergütung der BHKW, die sie mit Biomethan versorgen. Da die technische Lebensdauer von BHKW in aller Regel deutlich unter dem 20-jährigen Abschreibungszeitraum von Aufbereitungsanlagen liegt, sind diese Anlagen folglich darauf angewiesen, dass auch zukünftig noch neue BHKW zu auskömmlichen Vergütungssätzen auf den Einsatz von Biomethan wechseln können. Zu diesem Zweck hat der Gesetzgeber in das EEG 2014 eine spezielle Übergangsregelung für bestehende Aufbereitungsanlagen aufgenommen, nach der BHKW, die das Biomethan aus einer Bestandsanlage beziehen, unter bestimmten Voraussetzungen die Vergütungssätze des EEG 2012 erhalten können (§ 100 Abs. 3 EEG 2017). Allerdings hat sich die Übergangsregelung in der Praxis als höchst problematisch erwiesen, so dass kein ausreichender Investitions- und Vertrauensschutz gewährleistet wird. Insbesondere sind vier Anpassungen notwendig:

6.2.1. Mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen ermöglichen (Änderung von § 100 Abs. 3)

In seiner aktuellen Fassung gestattet die Übergangsregelung nur eine einmalige Nutzung der Stilllegungsnachweise. Denn nach dem Wortlaut muss „eine andere Anlage“ stillgelegt werden, die „schon vor dem 1. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben“ worden ist. Nicht vorgesehen

ist jedoch, den Stilllegungsnachweis erneut zur Umstellung einer anderen Anlage zu nutzen, falls die zunächst umgestellte Anlage – etwa wegen Beschädigung oder Betriebsaufgabe – vorzeitig außer Betrieb geht.

Dass sich Stilllegungsnachweise nur einmal zur Umstellung eines BHKW nutzen lassen, erweist sich als schwerwiegendes Hemmnis für die Nutzung der Umstellungsregelung und entwertet den Bestandsschutz stark. Denn die aktuelle Rechtslage zwingt Biogasaufbereitungsanlagenbetreiber dazu, BHKW mit möglichst später Inbetriebnahme und noch hoher Vergütungsdauer zur Umstellung zu suchen. Schließlich lässt sich in BHKW mit geringer Vergütungsdauer nur sehr kurzfristig ein Biomethan-Absatz erschließen. Der eigentliche Zweck der Übergangsregelung – langfristiger Schutz des Bestands an Biomethan-BHKW mit hinreichend hohen Vergütungssätzen – wird daher nicht erreicht, wenn Stilllegungsnachweise in Fällen, in denen das umgestellte BHKW nur eine geringe Restlaufzeit hat, nach deren Ablauf nicht erneut zur Umstellung eines anderen BHKW verwendet werden können. Erschwerend kommt hinzu, dass nach der Umstellung keineswegs sicher ist, ob das BHKW seine verbleibende Vergütungsdauer voll ausnutzen wird.

Vorschlag

Der Nachweis der Stilllegung eines BHKW kann erneut genutzt werden, wenn das BHKW vor dem 31. Dezember 2034 endgültig stillgelegt wird.

6.2.2. Einsatz von Stilllegungsnachweisen in neuen BHKW ermöglichen (Änderung von § 100 Abs. 3)

Die Übergangsregelung gestattet es aktuell nicht, die Stilllegungsnachweise in „neuen BHKWs“ einzusetzen, die nach dem 31. Juli 2014 erstmalig in Betrieb gegangen sind. Damit kann die Regelung nur einen unzureichenden Investitions- und Vertrauensschutz für Aufbereitungsanlagen gewährleisten.

Denn die aktuelle Fassung sorgt für ein konstantes Abschmelzen des Pools an BHKW mit den Vergütungssätzen, auf die sich das zu schützende Vertrauen bezieht. Schließlich können aktuell nur Bestands-BHKW umgestellt werden. Diese sind allerdings in aller Regel meist schon deutlich früher als 2014 in Betrieb genommen worden. Daher erhalten die BHKWs durch die Umstellung meist nur noch für wenige Jahre EEG-Vergütung. Außerdem reduziert sich aufgrund technischer Stilllegungen laufend der Pool an BHKWs, die für die Umstellung genutzt werden können. Wird ein Erdgas-BHKW außer Betrieb genommen, steht es für eine Umstellung auf Biomethan nicht mehr zur Verfügung. Die aktuelle Regelung gewährleistet daher nicht, dass ein Anlagenportfolio mit auskömmlicher EEG-Vergütung langfristig erhalten bleibt.

Vorschlag

Stilllegungsnachweise können auch in neuen BHKW genutzt werden. Diese BHKW sollten den 31.07.2014 als fiktives Inbetriebnahmedatum erhalten. Das sorgt für die Geltung des EEG 2012 und stellt sicher, dass spätestens 20 Jahre nach Inbetriebnahme der letzten Aufbereitungsanlage, die unter die Übergangsregelung fällt, die Vergütung ausläuft.

6.3. Austauschregelung für BHKW einführen (Ergänzung von § 44c EEG 2017)

Werden Satelliten-BHKW und Erdgas-BHKW aufgrund technischer Probleme ersetzt oder sollen sie durch effizientere BHKW ausgetauscht werden, geht damit das Risiko einher, dass durch den Tausch der Inbetriebnahmezeitpunkt und die Höchstbemessungsleistung verloren gehen. Ein entsprechender Verlust hätte zur Folge, dass die Anlage nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

In der Praxis wird dieser rechtlichen Problematik dadurch begegnet, dass neben dem auszutauschenden BHKW für eine Übergangszeit das neue BHKW betrieben wird. Hat ein BHKW

beispielsweise einen Totalverschleißschaden, wird erst eine Gasverteilschiene und ein zweiter Platz/zweites Fundament für das neue BHKW gebaut. Nach dem notwendigen Parallelbetrieb, wird dann das „alte“ BHKW entfernt, sodass ein nutzloser Stellplatz und nutzlose Technik zur Verbindung der BHKW verbleiben.

Zum einen ist auch diese Lösung zur Beibehaltung der Höchstbemessungsleistung und des Inbetriebnahmezeitpunktes mit Unsicherheiten verbunden. Zum anderen ist festzustellen, dass der Austausch des Containers des ersten BHKW durch den Container mit dem neuen BHKW wirtschaftlicher, ökologischer und effizienter ist.

In diesem Zusammenhang ist noch auf eine weitere Problematik hinzuweisen. In einem Urteil hat das Landgericht Frankfurt (Oder) ausgeführt, dass jeder Zubau eines BHKW an einem Satelliten-Standort rechtlich als Neuinbetriebnahme zu werten sei. Dies widerspricht jedoch dem weiten Anlagenbegriff und der Praxis. Eine solche Auslegung würde dazu führen, dass im Prinzip alle Satelliten-BHKW unrentabel würden.

Vorschlag

Es wird eine Austauschregelung analog zur bereits bestehenden Austauschregelung für PV-Anlagen eingeführt: „Neue“ BHKW, die ein anderes BHKW an demselben Standort ersetzen, erhalten das gleiche Inbetriebnahmedatum und ggf. die gleiche Höchstbemessungsleistung wie das ersetzte BHKW. In der Begründung sollte zudem ausgeführt werden, dass die Austauschregelung für im engen räumlichen Zusammenhang funktion verbundenen BHKW aufgrund des weiten Anlagenbegriffs keine Bedeutung hat, das das verbleibende BHKW in einer Konstellation von mehreren BHKW die Vergütung determiniert.

6.4. Bestandsschutz für Eigenverbrauch auf alle Rechtsnachfolgen ausdehnen (Änderung von § 61 f Nr. 1b)

Seit dem EEG 2014 wird eigenverbraucher Strom bei Neuanlagen anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Für Bestandsanlagen gilt dies unter bestimmten Umständen auch, zum Beispiel wenn der Betreiber wechselt. Eine Ausnahme stellen die Regelungen in § 61 f dar. Dieser regelt, dass im Falle einer Erbschaft der Bestandsschutz auch bei einem Betreiberwechsel erhalten bleibt. Leider schließt diese Regelung seit dem Jahr 2017 (siehe § 61 f Nr. 1 b) die normale Rechtsnachfolge, z.B. „Hofübergabe“, aus. In der Landwirtschaft ist die „Übergabe“ des Hofes die übliche Form eines Generationenwechsels, nicht die Erbschaft. Es ist nicht zu ersehen, warum dabei der Bestandsschutz für Eigenverbrauch nicht ebenso gelten sollte wie bei der Erbschaft.

Vorschlag

Der Bestandsschutz für den Eigenverbrauch sollte bei allen Formen der Rechtsnachfolge erhalten bleiben, nicht nur bei der Vererbung. Davon unabhängig sollten grundsätzlich die Regelungen hinsichtlich der Belastung des Eigenverbrauchs überdacht werden. Die neue Erneuerbare-Energien Richtlinie der EU definiert erstmals den Begriff des Eigenverbrauchs und Deutschland sollte bei der Umsetzung der Richtlinie einen Rechtsrahmen für den „Prosumer“ schaffen, der den wichtigen Beitrag des Eigenverbrauchs zur Energiewende entsprechend berücksichtigt.

7. Weitere Vorschläge

7.1. Anforderungen an den Substrateinsatz entsprechend EU-Vorgaben regeln (betrifft insb. § 39h Abs. 1)

Aus fachlicher Sicht sind Vorgaben zu einem spezifischen Substrateinsatz im EEG wie in § 39h Abs. 1 nicht sachgerecht, sondern sind im jeweiligen Fachrecht zu verankern. Da die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) aber Nachhaltigkeitsanforderungen an über das EEG vergütete Anlagen stellt, die in deutsches Recht umzusetzen sind, bietet es sich an, Vorgaben zum Substrateinsatz im EEG als 1:1-Umsetzung der RED-Vorgaben anzusehen. Entsprechend dürfen die Vorgaben im EEG natürlich nicht über die RED-Vorgaben hinausgehen.

7.2. Bilanzielle Teilung von Biogasmengen auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2012 ermöglichen

Mit der Umsetzung RED II auf nationaler Ebene wird die Vermarktung von Biomethan im Kraftstoffsektor ab 2021 zunehmend wirtschaftlich interessant. Insbesondere für die Vermarktung von Biomethan auf der Basis von Gülle und Mist eröffnen sich neue Perspektiven. Dies deckt sich mit den Zielen der Bundesregierung, die Güllevergärung weiter zu stärken.

Mit der RED II eröffnet sich ein neues Vermarktungsfeld für etliche Betreiber neben dem Stromsektor. Aus diesem Grund ist es je nach nationaler Umsetzung möglich, dass sich neue Anlagenkonzepte auf der Basis von Gülle und Mist entwickeln oder auch Bestandsanlagen in diesen Sektor wechseln. Dies würde damit zu einer Entlastung der EEG-Umlage führen.

Häufig wird das erzeugte Biomethan in das Gasnetz eingespeist und ist so für die vorhandene Tankstelleninfrastruktur nutzbar. Da nicht jede Bestandsanlage einen Zugang zum Gasnetz besitzt, gibt es die Alternative vor Ort eine dezentrale Tankstelle zu errichten, wo je nach Nachfrage nur eine Teilmenge des erzeugten Biogases aufbereitet wird. Viele Betreiber haben schon signalisiert, diesen Weg gehen zu wollen, allerdings ist eine Aufteilung des Bio-gases in Teilmengen – a) über das EEG vergütet und b) als Kraftstoff vermarktet – durch die Regelungen im EEG für Anlagen, die vor 2012 in Betrieb gegangen sind, nicht zulässig.

Vorschlag

Um den schrittweisen Übergang von Vor-Ort-Verstromungsanlagen in die Vor-Ort-Vermarktung von Biogas anzureizen, sollte die Möglichkeit einer bilanziellen Teilbarkeit von Biogasmengen auf Anlagen erweitert werden, die vor 2012 in Betrieb gegangen sind.

7.3. Einführung einer Sondervergütungsklasse für die Vergärung von ökologisch besonders hochwertigen Einsatzstoffen

Gemäß der oben genannten politischen Ziele sollte angestrebt werden, dass bestehende Biogasanlagen verstärkt ökologisch besonders wertvolle Substrate wie Klee gras oder Blühpflanzen einsetzen sowie Neuanlagen entstehen, die verstärkt auf diese Substrate ausgerichtet und z.B. in Ökobetriebe eingebunden sind. Um Stickstoff einzusammeln, müssen viele Ackerbetriebe Kulturen wie Klee gras oder Luzerne anbauen. In Betrieben ohne Tierhaltung können diese jedoch nicht verfüttert werden. Stattdessen wird der Aufwuchs vielfach gemulcht, wodurch klimaschädliche Gasemissionen entstehen. Werden die Feldfrüchte hingegen abgeerntet und in einer Biogasanlage vergoren, entfallen die Emissionen und es wird zusätzlich CO₂-neutral Strom und Wärme produziert. Das entstandene Gärprodukt kann dann als ökologisch wertvoller Dünger im Sinne der Kreislaufwirtschaft dienen. Da diese Substrate deutlich geringere Biomasseerträge und Biogasmengen bereitstellen, sind entsprechende Regelungen im EEG notwendig.

Vorschlag

Analog zur Sondervergütungskategorie für die Güllevergärung wird eine Vergütungskategorie geschaffen, die gezielt auf ökologisch wertvolle Biogassubstrate hinsichtlich Klimaschutz und ökologische Dienste eingeht. Die neue Vergütungskategorie könnte für Biogasanlagen, die 100 Prozent solcher Substrate einsetzen, bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW eine höhere Festvergütung vorsehen. Eine gute Aufstellung solcher ökologisch besonders wertvoller Substrate gab es in der BiomasseV zum EEG 2012 in der so genannten Einsatzstoffvergütungskategorie II.

Kontakt:

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

rostek@bioenergie.de

Invalidenstraße 91 | 10115 Berlin

T +49 (0) 30 | 27 58 179 13

www.hauptstadtbuero-bioenergie.de