

Positionspapier

Kurzfristiger
Nachbesserungsbedarf
am novellierten
Erneuerbare-Energien-
Gesetz (EEG 2021)

Stand: 26.04.21

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

Vorbemerkungen zum EEG 2021	3
1. Neuregelung des Flexibilitätszuschlags für Bestandsanlagen streichen (Änderung von § 50a Abs. 1).....	3
2. Fehlende Übergangsregelung für bestehende Biogasaufbereitungsanlagen wieder aufnehmen (Ergänzung von § 100 Abs. 1)	4
3. Pflicht zur Vermeidung von Methanemissionen technologieoffen ausgestalten und harmonisieren (Änderung von § 9 Abs. 5, § 100)	5
4. Endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d).....	6
5. Südquote streichen (Änderung von § 39d)	7

Vorbemerkungen zum EEG 2021

Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) weist deutliche Verbesserungen gegenüber dem bisherigen EEG 2017 auf. Die Bioenergiebranche versteht dies als Signal, dass für Strom und Wärme aus Biomasse weiterhin eine Perspektive besteht, deren Systemrelevanz Bundesregierung und Bundestag erkennen. Die Bioenergieverbände begrüßen neben weiteren Verbesserungen insbesondere die Einführung eines Biomasse-Ziels, die Anhebung der Ausschreibungsvolumina, die verbesserten Vergütungsbedingungen für Neu- und Bestandsanlagen, die Einführung einer Anschlussregelung für Altholzanlagen sowie die Streichung des Deckels für die Flexibilitätsprämie.

Diese wichtigen und dringenden Anpassungen dürfen jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass gerade durch die Änderungen in den letzten Tagen des parlamentarischen Prozesses neue, äußerst problematische Regelungen Eingang ins Gesetz gefunden haben. Zudem ist augenscheinlich ein Übertragungsfehler unterlaufen, da die bereits seit dem EEG 2014 bestehende Übergangsregelung für Biogasaufbereitungsanlagen, die die Abschreibung älterer Aufbereitungsanlagen sicherstellen soll, im EEG 2021 fehlt. Es ist davon auszugehen, dass ein Teil davon dem sehr ambitionierten Zeitplan geschuldet ist. Um größere Verwerfungen im Markt zu vermeiden, müssen die zentralen Fehlstellungen kurzfristig behoben werden, noch bevor sie in der Praxis voll umfänglich wirksam werden.

Neben diesem sehr dringenden Änderungsbedarf am EEG 2021 möchten die Bioenergieverbände an dieser Stelle dringend darum bitten, die im EEG angekündigte Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen zeitnah und ambitioniert einzuführen. Dazu gehört auch, dass bestehende Anlagen mittlerer Größe im zweiten Vergütungszeitraum ihre Leistung verringern, um die Anschlussregelung in Anspruch nehmen zu können. Bei einer adäquaten Ausgestaltung kann die Regelung vielen Anlagen, die im Ausschreibungsverfahren nicht bestehen können, eine Perspektive für die Zeit nach Ablauf der EEG-Vergütung bieten. Die Betreiber dieser Anlagen brauchen so bald wie möglich Planungssicherheit, um zu entscheiden, ob sie ihre Anlage für einen zweiten Vergütungszeitraum erüchtigen oder stilllegen sollten.

1. Neuregelung des Flexibilitätszuschlags für Bestandsanlagen streichen (Änderung von § 50a Abs. 1)

Die aus Sicht der Bioenergieverbände mit Abstand gravierendste, sachlich nicht gerechtfertigte Änderung, die mit dem EEG 2021 vorgenommen wird, betrifft den Investitionszuschuss für Biogasanlagen im zweiten Vergütungszeitraum zur Refinanzierung der Kosten für die Flexibilisierung („Flexibilitätszuschlag“). Die Flexibilisierung von bestehenden Biogasanlagen ist ein erklärtes Ziel des EEG 2021 und sieht viele neue Anreize dafür vor. Der Kabinettsentwurf des EEG 2021 sah ebenso wie das EEG 2017 die Möglichkeit für Bestandsanlagen vor, die Flexibilitätsprämie im ersten Vergütungszeitraum mit dem Flexibilitätszuschlag im zweiten Vergütungszeitraum zu kombinieren. Im EEG 2021 wird diese Regelung nun stark eingeschränkt. Biogasanlagen, die im ersten Vergütungszeitraum die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, sollen im zweiten Vergütungszeitraum allenfalls nur anteiligen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag haben (§ 50a Abs. 1 EEG 2021). Laut einer Erhebung des Deutschen Biomasseforschungszentrums wird oder wurde die Flexibilitätsprämie bislang von mindestens 3.350 Anlagen mit 2,2 Gigawatt installierter Leistung in Anspruch genommen (Stand: Juni 2019) – all diese Anlagen können den Flexibilitätszuschlag beim Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum also nicht oder nur noch eingeschränkt in Anspruch nehmen. Im Vergleich zum Kabinettsentwurf entspricht dies einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit um bis zu 3,7 ct/kWh, stellt also einen immensen Eingriff dar.

Die Neuregelung ist aus Sicht der Bioenergieverbände sowohl sachlich nicht gerechtfertigt als auch aus energie-wirtschaftlicher Sicht kontraproduktiv und konterkariert die erklärten Ziele des EEG 2021, mehr Flexibilitäten im Strommarkt aufzubauen und die Biomasse bis 2030 auf heutigem Niveau zu stabilisieren.

Entgegen der Darstellung insbesondere von Seiten des Bundeswirtschaftsministeriums ist die flexible Leistung, für die bereits für zehn Jahre die Flexibilitätsprämie gezahlt wurde, nicht in dem Maße finanziert, dass sie über weitere zehn Jahre ohne weitere Investitionen aufrechterhalten werden kann. Dies schon deswegen, weil das

EEG 2021 neue Anforderungen an die Flexibilisierung knüpft, die in jedem Fall umfangreiche Neuinvestitionen bedingen. Diese Investitionen sind notwendig für den Erhalt und den Ausbau der Flexibilität der Anlage für die zehn weiteren Jahre des zweiten Vergütungszeitraums, wurden aber nicht über die Flexibilitätsprämie finanziert, sondern müssen über den Flexibilitätszuschlag finanziert werden. Vor diesem Hintergrund sind auch die in der Gesetzesbegründung der Beschlussvorlage geäußerten Bedenken einer möglichen „Doppelfinanzierung“ sachlich unbegründet.

Da diese technisch-ökonomischen Zusammenhänge aus öffentlich bekannten Daten ableitbar sind, ist davon auszugehen, dass es sich bei dem Verdacht einer „Doppelfinanzierung“ um ein Missverständnis handelt, das der Eile des Verfahrens geschuldet ist. Dafür spricht auch, dass die Neuregelung so unscharf formuliert ist, dass in der Praxis unklar ist, welche Voraussetzungen zu welchem Vergütungsverlust führen. Unabhängig von den sachlichen Mängeln bedarf die Regelung deshalb in jedem Fall einer kurzfristigen Überarbeitung, um die nun anstehenden Vergütungszahlungen korrekt ermitteln zu können. Der Fachverband Biogas e.V. hat gemeinsam mit dem Flexperten-Netzwerk dazu ein entsprechendes Gutachten in Auftrag gegeben.¹

Darüber hinaus stellt der Entfall des Flexibilitätszuschlags einen sehr starken Eingriff in den Investitions- und Vertrauensschutz vieler Bestandsanlagen dar, die sich dem Ende ihres ersten Vergütungszeitraums nähern und die auf Basis der politischen Signale in den letzten Jahren in die Flexibilisierung ihrer Anlage investiert haben. Mit der nun von der Bundesregierung beschlossenen Formulierungshilfe wurde dieser Umstand zwar in einem gewissen Maße adressiert, jedoch werden dadurch lediglich die wenigen Anlagen erfasst, die unter den Bedingungen des EEG 2017 am Ausschreibungsverfahren teilgenommen haben. Mehrere tausend Anlagen, die erst in den kommenden Ausschreibungen teilnehmen möchten, können weiterhin den Flexibilitätszuschlag nicht oder ggf. nur anteilig erhalten.

Schließlich konterkariert der Entfall des Flexibilitätszuschlags für Anlagen, die bereits im ersten Vergütungszeitraum die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, die mit dem EEG 2021 neu eingeführten Anreize, Bestandsanlagen bereits im ersten Vergütungszeitraum zu flexibilisieren. Denn Anlagen, die im ersten Vergütungszeitraum flexibilisieren, würden ggü. Anlagen, die weiterhin in Grundlast laufen und erst beim Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum flexibilisieren, deutliche wirtschaftliche Einbußen hinnehmen müssen.

Vorschlag

Die Neuregelung sollte gestrichen werden: Auch Bestandsanlagen, die im ersten Vergütungszeitraum die Flexibilitätsprämie erhalten haben, sollten für die gesamte Leistung den Flexibilitätszuschlag erhalten können.

2. Fehlende Übergangsregelung für bestehende Biogasaufbereitungsanlagen wieder aufnehmen (Ergänzung von § 100 Abs. 1)

Mit dem EEG 2014 wurde die EEG-Vergütung für Strom aus Biomethan stark gekürzt, was den Einsatz von Biomethan im BHKW unwirtschaftlich machte. In Folge kam der Neubau von Biomethan-BHKW nahezu vollständig zum Erliegen. Den damals knapp 200 bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen drohte somit durch fehlende Abnehmer und sinkendes Abnahmepotenzial das Aus.

Zur Wahrung des Investitions- und Vertrauensschutzes dieser Anlagen wurde die Übergangsvorschrift gem. § 100 Abs. 3 ins EEG 2014 aufgenommen. Die Regelung sollte für Biogasaufbereitungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb gegangen sind, bis 2034 ein konstantes Abnahmepotenzial sicherstellen. Um gleichzeitig die im EEG geförderte BHKW-Leistung nicht auszuweiten, wurde das Konzept der Stilllegungsnachweise erdacht: Nur wenn ein Biomethan-BHKW, das vor dem 1.8.2014 in Betrieb gegangen war, stillgelegt wurde, konnte im Gegenzug ein Erdgas-BHKW gleicher Leistung auf Biomethan umgestellt werden. Voraussetzung hierfür war, dass das

¹ Von Bredow, Hartwig / Widmann, Veronika (2021), Rechtsgutachterliche Stellungnahme zur Begrenzung des Anspruchs auf Flexibilitätsprämie in § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021.

Erdgas-BHKW ebenfalls vor dem 1.8.2014 in Betrieb gegangen war. Dieses umgestellte BHKW erhielt dann eine EEG-Vergütung ab seinem Erstinbetriebnahmedatum, also bis maximal Ende 2034.

Die größte Notwendigkeit dieser Investitionsschutzregelung entsteht ab dem Jahr 2024, wenn ein großer Schwung der Biomethan-BHKW aus der EEG-Vergütung ausläuft. Allein in diesem Zeitraum ist mit der Stilllegung von einer kumulierten Leistung von mehr als 150 Megawatt und dem Wegfall von 3.000 Gigawattstunden Biomethanabsatz jährlich zu rechnen.

Die Investitionsschutzregelung wurde im EEG 2017 fortgeführt, da sich die Marktbedingungen seit 2014 nicht verbessert hatten und die Regelung deshalb weiterhin unerlässlich für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen war. In der finalen Fassung des EEG 2021 findet sich die Regelung jedoch nicht mehr. Da die Marktbedingungen sich auch seit 2017 nicht verbessert haben, die im EEG 2021 eingeführte Biomethan-Ausschreibung aufgrund der starken Begrenzung der Volllaststunden keine Alternative für die Sicherung des Biomethanabsatzes aus Bestandsanlagen darstellt und es allgemeiner Konsens ist, dass der Investitions- und Vertrauensschutz bestehender Anlagen bei Änderungen im EEG unbedingt zu wahren ist, ist davon auszugehen, dass die Streichung lediglich einen handwerklichen Fehler darstellt. Dieser Fehler könnte mit einer kurzfristigen Gesetzesanpassung behoben werden.

Vorschlag

Die Übergangsregelungen des EEG 2021 werden um einen entsprechenden Passus ergänzt, der auf die einschlägige Übergangsregelung im EEG 2017 verweist (Ergänzung von § 100 Abs. 1).

3. Pflicht zur Vermeidung von Methanemissionen technologieoffen ausgestalten und harmonisieren (Änderung von § 9 Abs. 5, § 100)

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 (ausgenommen sind nur Anlagen, die ausschließlich Gülle einsetzen). 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.

Um den Einsatz von Reststoffen – insbesondere Gülle – auch im Anlagenbestand anzureizen, bedarf es einer Harmonisierung der Anforderungen an die Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung über alle EEGs hinweg.

Die Regelungen des EEG 2009 und EEG 2012 führen dazu, dass ohne Berücksichtigung der bereits realisierten Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System, jedes im Zeitraum der Vergütungsanspruchnahme von 20 Jahren zusätzlich errichtete bzw. zu errichtende Gärproduktlager am Standort der Biogaserzeugung gasdicht abgedeckt sein muss. Vor dem Hintergrund der dem Gewässerschutz (insbesondere der Düngeverordnung) geschuldeten Anhebung der erforderlichen Mindestlagerkapazitäten für Gärprodukte, ergeben sich aus den bisherigen Regelungen Verweilzeiten im gasdichten System, die weit über das zur Minimierung von klimawirksamen Emissionen erforderliche Maß hinausgehen. Abgesehen davon, dass die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Anlagen mit den Kosten für diese fachlich nicht erforderlichen Maßnahmen belas-

tet werden, können diese EEG-Maßgaben aufgrund der Regelungen aus anderen Rechtsbereichen (Störfallrecht/Wasserrecht/Bauplanungsrecht) zu gravierenden Problemen führen. Im worst case kann die vergütungsrechtliche Forderung zu Abdeckung der Gärproduktlager dazu führen, dass ein düngerechtlich notwendiges zusätzliches Gärproduktlager am Anlagenstandort aufgrund störfall- und/oder bauplanungsrechtlicher Bestimmungen gar nicht genehmigungsfähig ist.

Letztendlich verhindern die derzeitigen Regelungen gerade auch bei Bestandsanlagen den Einsatz von höheren Anteilen an Gülle, da Gülle aufgrund seiner 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.

Vorschlag

Die Vergütungsanforderungen zur Vermeidung von Methanemissionen sollten technologieunabhängig gestaltet sein und harmonisiert werden. Anlagen sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, zu wählen, ob sie bezüglich der Maßgaben zur Emissionsminderung aus der Gärproduktlagerung die Maßgaben

des für sie entsprechend des Inbetriebnahmedatums einschlägigen EEG (also 2009, 2012, 2014, 2017 oder 2021) oder

die Maßgaben der TA Luft 2021 zur Minderung von Methanemissionen aus der nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagerung einhalten.

Der aktuelle Entwurf der TA Luft sieht zur Sicherstellung einer Minimierung der Methanemissionen aus Gärprodukten mehrere alternative Möglichkeiten vor:

- die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System
- den Nachweis eines maximalen Restgaspotenzials sowie
- die Gärproduktaufbereitung (Aerobisierung mit anschließender Nachrotte) zum Abbruch des Methanisierungsprozesses

Diese Form der Technologieoffenheit und 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. 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. Zumindest sollte die endogene Mengensteuerung auf ein Mindestmaß begrenzt, so dass bei unterdeckten Ausschreibungsrunden z.B. 95% der eingereichten Gebote bezuschlagt werden. (Änderung von § 39d)

5. Südquote streichen (Änderung von § 39d)

Ab 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)

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Email: sandra.rostek@biogas.org

Tel.: 030 / 27 58 179 13