

STELLUNGNAHME

zu dem Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare- Energien-Gesetzes und weitere energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021)

Berlin, den 17.09.2021

Der Biogasrat⁺ e. V. ist der Verband für dezentrale Energieversorgung und vertritt die Interessen der führenden Marktteilnehmer. Dabei steht die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Vordergrund. Biogas/Biomethan kann im Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt wesentlich dazu beitragen, die ökologischen Zielvorgaben der Politik zu erfüllen, ohne dabei unnötige Kosten für die Allgemeinheit zu verursachen. Aus diesem Grund setzt sich der Verband für einen stärkeren Einsatz von Biomethan in allen Nutzungspfaden ein, indem die rechtlichen Rahmenbedingungen optimiert und dadurch eine nachhaltige Entwicklung des Marktes sichergestellt wird.

Biogasrat⁺ e.V. – dezentrale energien | Mittelstraße 55 | 10117 Berlin | geschaeftsstelle@biogasrat.de | Tel. +49 30 206 218 100 | www.biogasrat.de

1. Einleitung

Mit dem aktuellen Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird das Ziel der Treibhausgasneutralität für die gesamte Stromerzeugung und den Stromverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2050 gesetzlich verankert. Zudem sollen zentrale Weichen für die Umsetzung des Klimaschutzmaßnahmenprogramms und die Erreichung des Ausbausziels von 65 Prozent erneuerbarer Energien am deutschen Stromverbrauch gestellt werden. Gleichzeitig soll die Kostenentwicklung weiter gedämpft werden, die Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien gestärkt sowie die Netz- und Marktintegration verbessert werden.

2. Zusammenfassung

Der Biogasrat⁺ e.V. bewertet den vorgelegten Referentenentwurf zur Novelle des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes mit Blick auf die Regelungen zur weiteren Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse als völlig unzureichend. Der im Entwurf festgeschriebene Ausbaupfad für Biomasse von insgesamt 8,4 GW installierter Leistung (davon Zubau 2,8 GW) bis zum Jahr 2030 wird ohne grundlegende Änderungen bzw. Ergänzungen der bislang vorgesehenen Regelungen zur Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse klar verfehlt. Aus Sicht des Biogasrat⁺ e.V. sind folgende wesentliche Neuregelungen dringend notwendig, um die erneuerbare, grund- und spitzenlastfähige und damit bedarfsgerechte Strom- und Wärmeversorgung aus Biomasse langfristig zu erhalten und moderat auszubauen sowie deren hohen Klimaschutzbeitrag zu sichern:

- 1. Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Biomasse auf mindestens 800 MW/a (vgl. § 28b EEG 2021)**
- 2. Anhebung der Gebotshöchstwerte für Neu- und Bestandsanlagen auf einheitlich 17,50 Ct/kWh im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Biomasse und Aussetzung der Degression (vgl. § 39b EEG 2021, § 39g EEG 2021)**
- 3. Aufhebung der Einsatzstoffbegrenzung für die Nutzung von Mais und Getreidekorn (vgl. 39i EEG 2021)**
- 4. Abschaffung der Südquote im Ausschreibungsverfahren für Biomasse, die vorsieht, dass 50 Prozent des Zuschlagvolumens bevorzugt in südliche Landkreise gehen soll (vgl. 39d EEG 2021)**
- 5. Neuregelung der Sonderausschreibung für Biomethan in den Südregionen, die eine wirtschaftliche Realisierung neuer flexibler Biomethan-BHKW ermöglicht (vgl. 39j ff. EEG 2021)**

Die nachfolgende Stellungnahme enthält weitere, wichtige Änderungsvorschläge zur Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse.

Stellungnahme

a) zu § 28b EEG 2021 – Ausschreibungsvolumen für Biomasse

Der vorliegende Referentenentwurf dient ausdrücklich der Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030. Laut Klimaschutzprogramm 2030 soll die Stromerzeugung aus Biomasse zur Erreichung des Ausbauziels von 65 Prozent erneuerbarer Energien in 2030 bei 42 TWh liegen. Mit dem im Referentenentwurf vorgesehenen Ausschreibungsvolumina wird dieses Ziel jedoch klar verfehlt.

Handlungsbedarf:

Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Biomasse auf mindestens 800 MW/a

b) zu § 39b EEG 2021, § 39g EEG 2021 – Höchstwert für Biomasseanlagen

Die bisherigen 5 Ausschreibungsrunden für Biomasse seit 2017 haben deutlich gezeigt, dass die Ausschreibungsvolumina nicht erreicht wurden und klar unterzeichnet waren. Ursächlich hierfür sind die zu niedrig angesetzten Gebotshöchstwerte, die in 2017 für Neuanlagen bei 14,88 ct/kWh und für Bestandsanlagen bei 16,9 ct/kWh lagen und damit unter den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten (Stromgestehungskosten) liegen (siehe auch EEG Erfahrungsbericht Biomasse, 2019). Die Ergebnisse machen auch deutlich, dass insbesondere für Neuanlagen in allen Leistungsklassen aufgrund des höheren Investitionsbedarfes die Gebotshöchstwerte zu niedrig angesetzt wurden. Verschärft wird diese Problematik durch die seit 2018 geltende Degression, die die ohnehin zu niedrigen Gebotshöchstwerte weiter absenkt und damit eine wirtschaftliche Realisierung neuer Anlagen nahezu unmöglich macht.

Handlungsbedarf:

Anpassung der Gebotshöchstwerte für Biomasse-Neuanlagen und Biomasse-Bestandsanlagen auf einheitlich 17,50 Ct/kWh im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Biomasse und Aussetzung der Degression. Künftig sollten die Gebotshöchstwerte für Biomasse-Neuanlagen und Biomasse-Bestandsanlagen im Zuge der wissenschaftlichen Ergebnisse der EEG-Erfahrungsberichte weiter fortentwickelt werden.

c) zu § 39i EEG 2021 – Besondere Zahlungsbedingungen für Biomasseanlagen

Aktuell sieht der Referentenentwurf eine Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreidekorn in einem Kalenderjahr auf 44 Masseprozent vor. Dies gilt auch für Bestandsanlagen, die erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen haben. Diese Einsatzstoffbegrenzung lehnt der Biogasrat⁺ e.V. ausdrücklich ab. Die landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland beträgt 16,7 Millionen Hektar. Nach Prognosen der Bundesregierung (BMEL/FNR) sind die Potenziale für den nachhaltigen Anbau von nachwachsenden Rohstoffen für die Bioenergieerzeugung bei Weitem nicht ausgeschöpft. Für den nachhaltigen Anbau von nachwachsenden Rohstoffen stehen bis zum Jahr 2050 demnach 4 Millionen Hektar zur Verfügung. Im Jahr 2019 wurden 1,55 Millionen Hektar für den Anbau von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung genutzt, davon wurde Energiemais auf lediglich 0,97 Millionen Hektar angebaut. Im Vergleich dazu beträgt der Anteil an Dauergrünland mehr als 4,7 Millionen Hektar. Je nach regionalen Gegebenheiten sind die Bioenergie-Potenziale in Deutschland unterschiedlich groß und bislang unterschiedlich stark genutzt. Die Begrenzung von Einsatzstoffen (Substraten) schränkt den Handlungsspielraum der Branchenakteure pauschal ohne Würdigung der regionalen Gegebenheiten massiv ein und verhindert, dass zusätzliche Kostensenkungspotenziale gehoben werden können. Mit

dem EEG 2014 wurde die Vergütung für bestimmte Einsatzstoffe zur Stromerzeugung aus Biomasse gestrichen. Es besteht daher kein wirtschaftlicher Anreiz mehr, bestimmte Substrate verstärkt zur Stromerzeugung aus Biomasse zu nutzen, so dass Fehlentwicklungen hier ausgeschlossen sind. Die einsatzstoffunabhängige Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse, die einen gleichrangigen Einsatz von Energiepflanzen- und Reststoffen vorsieht, ermöglicht den Marktakteuren regional verfügbare, kostengünstige Einsatzstoffe zu erschließen und damit eine wesentlich kostengünstigere Versorgung der Biogasanlagen, wodurch unmittelbar Einsparungen bei den Kosten für die Stromerzeugung einhergehen. Substratkosten sind der wesentliche Kostenfaktor bei der Biogaserzeugung, der flexible Substrateinsatz ermöglicht Anlagenbetreibern und Substratlieferanten/-erzeugern wirtschaftliches Handeln und unterstützt die Erschließung und den Einsatz alternativer Substrate.

Handlungsbedarf:

Streichung von § 39i Absatz 1 Satz 1 EEG 2021, d. h. Aufhebung der Einsatzstoffbegrenzung von 44 Masseprozent pro Kalenderjahr für die Nutzung von Mais und Getreidekorn zur Stromerzeugung aus Biomasse

d) zu § 39d EEG 2021 – Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen

Die im Referentenentwurf vorgesehene Regelung zur Einführung einer Südquote im Ausschreibungsverfahren für Biomasse, die vorsieht, dass 50 Prozent des Zuschlagvolumens bevorzugt in südliche Landkreise gehen soll und bei Nichterreichung des Zuschlagvolumens auch nicht auf die übrigen Standorte in Deutschland insbesondere im Norden übertragbar sein soll, lehnt der Biogasrat⁺ e.V. ausdrücklich ab. Wie sehen in dieser Regelung eine eklatante Wettbewerbsverzerrung und verfassungsrechtlich fragwürdige Diskriminierung bestehender und neuer Biomasseanlagen im Norden Deutschlands.

Handlungsbedarf:

Streichung § 39d EEG 2021

e) zu § 39j ff. EEG 2021 – Ausschreibungen für Biomethananlagen in den südlichen Landkreisen

Grundsätzlich begrüßt der Biogasrat⁺ e.V. die Intention des Referentenentwurfes, die Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energien durch die Einführung eines neuen Ausschreibungssegments für hochflexible Biomethan-BHKW in Höhe von 75 MW pro Jahr zu verbessern. Aus Sicht des Biogasrat⁺ e.V. bieten die im Gesetzentwurf vorgesehenen Rahmenbedingungen (Gebotshöchstwert von 17,0 Ct/kWh, Degression von 1 Prozent ab 2022 sowie Bemessungsleistung der Anlage v. 15 Prozent des Wertes der installierten Leistung als 1314 Vollaststunden) jedoch keinerlei wirtschaftlichen Anreiz, in neue Biomethan-BHKW zu investieren, da die realistischen Investitionskosten schlichtweg vernachlässigt werden.

Handlungsbedarf:

Realistische Ausgestaltung der Rahmenbedingungen bei der Ausschreibung für Biomethananlagen auf Basis unternehmerischer Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

f) zu § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021 - Flexibilitätsprämie

Grundsätzlich begrüßt der Biogasrat+ e.V. die Fortführung der Flexibilitätsprämie und Streichung der Deckelung auf 1000 MW für Bestandsanlagen. Die technische Flexibilisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas und Biomethan sichert die nachfrageorientierte, d.h. bedarfsgerechte, erneuerbare Stromproduktion und ist damit das ideale Backup für die dargebotsabhängige Stromproduktion aus Wind und Sonne und wird künftig durch den Wegfall fossiler Kraftwerkskapazitäten noch wichtiger zur Deckung der Residuallast. Aus unserer Sicht ist mit Blick auf den weiteren Zubau fluktuierender, d. h. unflexibler erneuerbarer Energien sowie dem Wegfall fossiler und atomarer Kraftwerkskapazitäten die Förderung der flexiblen Energieversorgung für die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit unverzichtbar. Darüber hinaus begrüßt der Biogasrat+ e.V., dass künftig für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ein echtes Qualitätskriterium eingeführt wird. Gleichwohl verhindert die im Referentenentwurf vorgesehene Regelung eine wirtschaftliche Fahrweise der Gesamtanlage.

Handlungsbedarf:

Erhalt der Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen, die in der Ausschreibung erfolgreich waren (vgl. § 50b EEG 2017) und Anpassung des Qualitätskriteriums, d. h. eine Reduzierung der Mindestlaufzeit auf 100 *1/4 h bei 75 % der Leistung.

g) zu § 85a EEG 2021 – Festlegungen zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen

Zielsetzung des EEG ist es, eine angemessene Förderung erneuerbarer Energieträger sicherzustellen. In diesem Zusammenhang eröffnet § 85a EEG 2017 der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, die Höchstwerte bei den Ausschreibungen zu erhöhen bzw. abzusenken, um eine wirtschaftliche Beteiligung an den Ausschreibungen zu gewährleisten. Dieses Prinzip ist aus Sicht des Biogasrat+ e.V. sachgerecht und muss erhalten bleiben.

Handlungsbedarf:

Streichung des Änderungsvorschlages des Referentenentwurfes zu § 85a EEG 2021, der vorsieht, dass die BNetzA die Höchstwerte nur noch absenken darf.

Weitere Handlungsempfehlungen für die Novelle des EEG 2021

h) Bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Biomethanmengen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 unter der Voraussetzung der Massenbilanzierung ermöglichen (§ 44b Abs. 6 EEG 2017)

Die Ausweitung der Regelung zur bilanziellen Aufteilung der erzeugten Biomethanmengen in einsatzstofffreie Teilmengen auf alle Anlagen mit Massenbilanz-Dokumentation bietet den Anlagenbetreibern im Rahmen der Vermarktung die Möglichkeit, Biomethan-Anteile als reines Produkt mit einer differenzierten Wertigkeit zur Verstromung, aber auch in alternative Märkte zu verkaufen, dadurch wird ein liquider und mehrstufiger Biomethanhandel ermöglicht, der zu mehr Marktflexibilität und Kostenreduktion führt. Zu-dem ermöglicht eine gemeinsame Vergärung verschiedener Einsatzstoffe eine kosteneffiziente Vergärung. Der Abrechnungsaufwand und die Komplexität bei der Vergütungsberechnung sinken ebenso wie das Preisrisiko.

i) Aufhebung der Restriktion, dass Biomethananlagen den Gasaufbereitungsbonus vollständig verlieren, wenn die gesetzliche festgeschriebene Erzeugungskapazität von 1400 Nm³/h überschritten wird (vgl. § 27c EEG 2012)

Aktuell verlieren Anlagen, die nach EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, ihren Anspruch auf den Gasaufbereitungsbonus vollständig, wenn die Erzeugungskapazität der Anlage 1400 Nm³/h übersteigt. Der Gasaufbereitungsbonus sollte für bestehende Anlagen unabhängig von der gesamten Erzeugungskapazität der Anlage bis zur gesetzlich festgelegten Erzeugungskapazität von 1400 Nm³/h gewährt werden. Die bestehenden Anlagen könnten so ihre Kapazitäten erhöhen und damit Biomethan in alternative Nutzungspfade vermarkten und so die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöhen bzw. stabilisieren und gleichzeitig einen Beitrag dazu leisten, die klimaschädlichen THG-Emissionen in anderen Sektoren zu senken.

j) Bestandsschutz für Biomethananlagen sicherstellen, durch eine mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen, falls die umgestellte Anlage ebenfalls vorzeitig außer Betrieb geht sowie durch die Möglichkeit Stilllegungsnachweise auch in neuen BHKW-Anlagen zu nutzen, mit fiktivem Inbetriebnahmedatum: 31.07.2014 (§ 100 Abs. 3 EEG 2017)

k) zu § 44 EEG 2021 - Vergärung von Gülle fördern

Mit der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen leisten Biogasanlagen einen erheblichen Treibhausgasminierungsbeitrag. In Deutschland existieren noch erhebliche Potenziale, die zur Energiegewinnung in Biogasanlagen eingesetzt werden könnten. Das technisch nutzbare Potenzial von Rinderfestmist, Rindergülle, Rinderjauche, Schweinefestmist und Schweinegülle liegt in einer Bandbreite von 153 bis 187 Mio. t FM im Jahr. Etwa 53,3 Mio. t FM an tierischen Exkrementen befinden sich in Nutzung, davon rund 38,4 Mio. t FM Rindergülle, 4,8 Mio. t FM Rinderfestmist, 5,1 Mio. t FM Schweinegülle, 0,2 Mio. t FM Schweinefestmist sowie ca. 5,3 Mio. t FM nicht näher spezifizierte Exkremente. Etwa zwei Drittel des technischen Potenzials sind dabei derzeit ungenutzt. Eine Ausweitung der Güllebehandlung in Biogasanlagen bis auf 100 Prozent des technischen Potenzials wäre mit THG-Einsparungen von bis zu insgesamt 6,3 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr für den landwirtschaftlichen Sektor verbunden. Nach Abzug der Einsparungen durch die derzeitige Nutzung entspricht dies einem zusätzlichen Potenzial von 3,8 - 4,8 Mio. t CO₂-Äq.. Durch die zusätzliche Güllevergärung könnten so etwa 34 Prozent der im deutschen Klimaschutzplan festgeschriebenen Klimaschutzziele für die Landwirtschaft erreicht werden. Daher sollte die Sondervergütungskategorie für die Vergärung von Gülle von derzeit 75 kW Bemessungsleistung auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht werden.

l) Fördermechanismus für die Gasaufbereitung von Biogas zu Biomethan etablieren

Die Aufbereitung von Biogas und Biomethan entkoppelt die dezentrale Erzeugung vom Verbrauch in den Lastzentren und ist damit in der Zukunft ein wesentliches Flexibilitätsinstrument, das neben der Stromerzeugung die Erschließung alternativer Nutzungspfade (Verkehr; Wärme) ermöglicht und damit einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung leistet.