



Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft,
Landesentwicklung und Energie - 80525 München

per E-Mail:
buero-iiib2@bmwi.bund.de

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht vom
14.09.2020

Bitte bei Antwort angeben
Unser Zeichen, Unsere Nachricht vom
81-8205/1038/2

München,
17.09.2020

Anhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften ("EEG 2021"): Stellungnahme des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Sehr geehrter Herr Dr. Wustlich,

ich danke Ihnen für die Übermittlung des aktuellen Entwurfs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften („EEG 2021“). Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi) nimmt zu dem Entwurf wie folgt Stellung:

1. Art und Weise der Länderanhörung

Vorab müssen wir leider feststellen, dass zum wiederholten Mal zentrale Neuregelungen zur Energiewende zunächst lange aufgeschoben wurden und nun unter Bezug auf den ohne Not verursachten, hohen Zeitdruck mit

Postanschrift
80525 München
Hausadresse:
Prinzregentenstr. 28, 80538 München

Telefon Vermittlung
089 2162-0
Telefax
089 2162-2760

E-Mail
poststelle@stmwi.bayern.de
Internet
www.stmwi.bayern.de

Öffentliche Verkehrsmittel
U4, U5 (Lehel)
16, 100 (Nationalmuseum/
Haus der Kunst)

einer extrem kurzen Stellungnahmefrist versehen werden. Es ist sehr bedauerlich, dass nach gleichlaufenden Vorgängen in der Vergangenheit (siehe Punkt 1. b) der BR-Drs. 563/18 (Beschluss) zum sog. Energiesammelgesetz) kein geeigneterer Ablauf zu einer konstruktiven Einbindung der Länder, betroffener Unternehmen und Verbände gewährleistet wurde. Hinzu kommt, dass den Ergebnissen der vereinzelt ermöglichten Vorabstimmungen mit den Ländern offensichtlich keinerlei Beachtung geschenkt worden ist (siehe unten, Punkt 3.1). Dieses Vorgehen wird der hohen energiepolitischen Bedeutung der behandelten Inhalte nicht gerecht.

2. Vergütung, technische Vorgaben und Ausgleichsmechanismus

2.1 Lösung für ausgeförderte Anlagen

Das StMWi hat sich seit geraumer Zeit für eine gesetzliche Lösung von nicht- oder ausgeförderten Kleinanlagen (oft als sog. „Post-EEG-Phase“ bezeichnet) eingesetzt, da diese mit der sog. „sonstigen Direktvermarktung“ (§ 21a EEG 2017) überfordert wären und meist keinen Dienstleister finden können, der diese Aufgabe zu einem annehmbaren Preis übernimmt. Es sollte verhindert werden, dass noch funktionstüchtige Bestandsanlagen allein aus diesem Grund abgestellt werden. Vor diesem Hintergrund wird die Einführung einer speziellen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen in § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2021 ausdrücklich begrüßt.

Problematisch erscheint die geplante Einschränkung, dass Betreiber von ausgeförderten Anlagen dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen müssen, solange die zugehörige Messstelle der Anlage nicht mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist (§ 21 Abs. 2 S. 2 EEG 2021), zumal diese Pflicht offensichtlich ohne Übergangsfrist, unmittelbar und alternativlos gelten soll.

Aus fachlicher Sicht erscheint insbesondere fraglich, wie eine solche Voraussetzung mit dem erklärten Ziel der Verhinderung von „wildem Einspeisen“

(siehe B. 6. des Referentenentwurfs) zusammenpassen soll. Wildes Einspeisen kann nur durch eine bedingungslose Auffanglösung verhindert werden. Nach dem derzeitigen Entwurf droht hingegen die automatische Überführung (§ 21c Abs. 1 S. 3 EEG 2021) von Anlagen in eine Vergütungsform, die mangels Volleinspeisung oder intelligentem Messsystem gar nicht in Anspruch genommen werden kann. Der eigentliche Zweck einer Auffanglösung wird nicht erreicht, wenn zum Beispiel Eigenversorger ohne intelligentes Messsystem ihren Strom nicht unbürokratisch ins Netz leiten können. Die bloße Eigenversorgung ohne besondere Verbrauchsflexibilisierung (z.B. Speicher, Wärmepumpe oder E-Fahrzeuge) verursacht auch keine unkalkulierbare untätige Verbrauchsänderung, welche die Notwendigkeit eines intelligenten Messsystems begründen könnte. Der in der Begründung des Referentenentwurfs hervorgehobene Anreiz zur Installation eines intelligenten Messsystems kann beispielsweise durch eine entsprechende Vergütungs differenzierung in § 23b EEG 2021 gesetzt werden.

⇒ Der geplante **§ 21 Abs. 2 S. 2 EEG 2021** sollte **gestrichen** werden.

2.2 Intelligentes Messsystem für Kleinanlagen

Die Ausstattung auch kleinerer Anlagen mit Smart-Meter-Gateways als Grundvoraussetzung für die Steuerbarkeit ist zu begrüßen. Die Einbeziehung von Kleinanlagen erscheint hingegen, trotz der Kooperationsmöglichkeit (Nutzung einer gemeinsamen technischen Einrichtung bei gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt), als unverhältnismäßig: Der potentielle Steuerungseffekt der Kleinanlagen ist selbst in Summe begrenzt. Darüber hinaus ist der Einbauaufwand auch für die Verteilernetzbetreiber zu berücksichtigen. Schließlich lässt sich auch mit entsprechenden Solareinstrahlungsdaten mittels Simulationstools ausreichend exakt berechnen, wie die Kleinanlagen im Durchschnitt einspeisen. Eine Übernahme des Werts von 7 Kilowatt aus § 29 Abs. 1 MsbG bietet einen angemessenen Interessenausgleich.

⇒ Die **Pflicht zur Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem in § 9 Abs. 1 und 1b EEG 2021** sollte **erst ab einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt** bestehen.

2.3 Reform der Eigenversorgung

Die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL (EU) 2018/2001) sollte genutzt werden, um die Regelungen zur Eigenversorgung im EEG grundlegend zu überarbeiten. Insbesondere sollte durch eine Anpassung der EEG-Definitionen des Eigenversorgers und des Anlagenbetreibers der gemeinsame Anlagenbetrieb durch verschiedene Personen ermöglicht und die EEG-Umlagebefreiung für Eigenversorger deutlich erweitert werden.

Der Referentenentwurf sieht hingegen derzeit (in Art. 1 Nr. 91 findet sich lediglich ein Hinweis auf eine zukünftige Diskussion) keinerlei Anpassung der bestehenden Regelungen zur Eigenversorgung vor.

- ⇒ Die Möglichkeiten zur umlagebefreiten Eigenversorgung sollten wesentlich erweitert werden. Die **EEG-Umlage sollte** zumindest bei der **Eigenversorgung** aus Stromerzeugungsanlagen mit einer **installierten Leistung von bis zu** (den in Art. 21 Abs. 3 lit c. der Erneuerbare-Energien-Richtlinie genannten) **30 Kilowatt ausnahmslos entfallen**.

2.4 Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung

Der Referentenentwurf möchte durch eine Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung dem Umstand Rechnung tragen, dass Unternehmen vor dem Hintergrund der Corona-Krise weniger Strom verbrauchen und damit unter die entsprechenden Schwellenwerte der Besonderen Ausgleichsregelung zu fallen drohen. Zudem soll durch eine jährliche Reduzierung der erforderlichen Stromkostenintensität verhindert werden, dass die Unternehmen allein aufgrund der geplanten Senkung der EEG-Umlage, die Schwellenwerte nicht mehr erreichen.

Grundsätzlich ist eine Anpassung der Voraussetzungen der besonderen Ausgleichsregelung zur Unterstützung der betroffenen Unternehmen in der Corona-Krise zu begrüßen. Allerdings verbleibt nach der Neuregelung im Referentenentwurf das eigentlich ursächliche Problem: Die Besondere Ausgleichsregelung kann mit ihren starren Grenzwerten keine passgenaue Ent-

lastung gewährleisten und führt zu Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreizen. Dass aufgrund der Corona-Krise sowie der Senkung der EEG-Umlage überhaupt eine Anpassung erforderlich scheint, verdeutlicht die fehlende Flexibilität der Regelung eindrucksvoll.

- ⇒ Anstelle der im Referentenentwurf vorgesehenen Symptombehandlung sollte **§ 64 EEG 2017 grundsätzlich überarbeitet** werden, so dass strukturelle Nachteile für kleine und mittlere Unternehmen sowie **Sprünge bei der Begrenzungshöhe vermieden** und somit **Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreize vermindert** werden.

3. Windenergie

3.1 Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

Zu begrüßen ist grundsätzlich das Ziel, Standortkommunen von Windenergieanlagen durch eine bundeseinheitliche Regelung stärker an den Einnahmen der Windenergie zu beteiligen.

Andererseits erscheint die vertragsbasierte Umsetzung unnötig kompliziert und äußerst konfliktträchtig. Durch den Gestaltungsspielraum und die praktisch bestehende Wahlmöglichkeit zwischen kommunaler Beteiligung und Pönale können nicht nur Wettbewerbsverzerrungen in den Ausschreibungen verursacht werden. Die notwendigen Prozesse belasten Anlagenbetreiber und Standortkommune. Gerichtsverfahren z.B. über zusätzliche Vertragselemente sind programmiert.

In einer Telefonkonferenz des Bundes und der Länder vom 15. Mai 2020 wurden diese Punkte bereits thematisiert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hatte zugesagt, die vom StMWi vorgeschlagene direkte Zahlung des Netzbetreibers an die Standortkommune zu prüfen – auf die anschließende Übersendung des detaillierten bayerischen Vorschlags, dessen Ansatz in der Telefonkonferenz auch von anderen Ländern positiv bewertet worden war, wurde jedoch in keiner Weise reagiert oder gar darauf eingegangen.

- ⇒ Nach wie vor wird **keine Notwendigkeit für die unnötig komplizierte und äußerst konflikträchtig vertragsbasierte Umsetzung** gesehen.

Unverständlich ist auch die vorgesehene Verknüpfung des kommunalen Beteiligungsinstrumentes mit einem Bürgerbeteiligungsinstrument (Bürgerstromtarif). In der Telefonkonferenz vom 15. Mai 2020 wurden zahlreiche stichhaltige Argumente gegen diese Verknüpfung vorgebracht: So führt das Bürgerstromtarifmodell und dessen Kopplung mit der finanziellen Beteiligung der Kommunen zu einer unnötigen Komplexität des Mechanismus. Es ist bereits fraglich, ob ein Bürgerstromtarif von immer noch 90 Prozent des örtlichen Grundversorgertarifs für die betroffenen Bürger überhaupt attraktiv ist. Zudem kann das Erfordernis problemlos durch einen beliebigen Stromanbieter erfüllt werden, weshalb – neben einer Einbuße für die Kommune – wohl überhaupt kein weitergehender Effekt eintreten wird. Die Konkurrenz zwischen dem kommunalen Beteiligungsinstrument und dem Bürgerbeteiligungsinstrument begründet vielmehr ein zusätzliches Konfliktpotential zwischen den Einwohnern der Gemeinde, die sich auf den Bürgerstromtarif eingelassen haben und den Einwohnern der Gemeinde, die in diesem Fall die Zahlung an die Kommune verringert sehen. Die von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie angekündigte Überprüfung hat offensichtlich nicht stattgefunden, keiner dieser Kritikpunkte wird in der Entwurfsbegründung thematisiert. Hier zeigt sich deutlich, dass bereits in Punkt 1.1 thematisierte, niedrige Beteiligungsniveau im Gesetzgebungsprozess und dessen Auswirkung auf die Qualität des Entwurfs.

- ⇒ **§ 36k Abs. 3 EEG 2021 und Art. 2 Nr. 1 und Nr. 3 des Referentenentwurfs** sollten **gestrichen** werden.

3.2 Abgrenzung der Südregion

Im Hinblick auf die Abgrenzung der sogenannten Südregion sollte beachtet werden, dass auch Windenergieanlagen, welche sich knapp oberhalb der vorgesehenen „Maingrenze“ befinden, eine netzentlastende Wirkung entfalten können. Darüber hinaus sollten die Landesgrenzen in die Abgrenzung

soweit wie möglich miteinbezogen werden. Vor diesem Hintergrund sollte sich die Südregion zumindest auf sämtliche bayerische Gebiete erstrecken.

- ⇒ Es sollten daher **folgende Gebiete in Anlage 5 (zu § 3 Nummer 43c) EEG 2021 aufgenommen** werden: Landkreis Bad Kissingen, Landkreis Rhön-Grabfeld, Landkreis Coburg, Kreisfreie Stadt Coburg, Landkreis Lichtenfels, Landkreis Kronach, Landkreis Kulmbach, Landkreis Hof, Kreisfreie Stadt Hof, Landkreis Wunsiedel-Fichtelgebirge.

4. Photovoltaik

4.1 Ausschreibungen für Solaranlagen auf Gebäuden

Das im Referentenentwurf vorgesehene, eigene Ausschreibungssegment für Solaranlagen auf Gebäuden wird begrüßt, da dadurch der Wettbewerbsnachteil für große Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, welche derzeit ab einer installierten Leistung von 750 Kilowatt in den Ausschreibungen mit den kostengünstigeren Freiflächenanlagen konkurrieren müssen, entfällt.

Die Erweiterung der Ausschreibungspflicht auf Anlagen mit einer installierten Leistung unter 750 Kilowatt wird allerdings aus unserer Sicht die Attraktivität von Investitionen in Dachanlagen stark reduzieren, besonders wegen der dann wegfallenden Möglichkeit der Eigenversorgung, dem höheren bürokratischen Aufwand und der Kostennachteile kleinerer und mittlerer PV-Anlagen. Gerade für solche Anlagen besteht eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung und diese Entwicklung widerspricht dem in Art. 2 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 vorgegebenen Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten. Wieso die in der Begründung des Referentenentwurfs erwähnten „Bürgerenergie-Solarparks bis 750 kW“ (S. 111) nur in der Freifläche errichtet werden sollen, ist fachlich nicht nachvollziehbar.

- ⇒ **§ 22 Abs. 3 EEG 2021** sollte für alle Solaranlagen weiterhin einen **einheitlichen Grenzwert von 750 Kilowatt** enthalten.

4.2 Anpassung der Vergütungssätze für Solaranlagen

Die Vergütungssätze für Solaranlagen sollten die tatsächlichen Kosten dieser Anlagen widerspiegeln, wobei zum Beispiel auch die in letzter Zeit gestiegenen Installationskosten stärker berücksichtigt werden müssen, die sich insbesondere bei kleineren Anlagen besonders auswirken und deren Wirtschaftlichkeit zunehmend in Frage stellen.

- ⇒ Die in **§ 48 Abs. 2 EEG 2017** enthaltenen **Vergütungssätze** für **kleine Solaranlagen** sollten angemessen erhöht werden.

4.3 Anpassung der Definition der benachteiligten Gebiete

Um den Wettbewerb bei den Ausschreibungen für Solaranlagen zu erhöhen, ist eine maßvolle Ausweitung der Flächenkulisse für Freiflächenanlagen sinnvoll. Das EEG sollte deshalb die in den Bundesländern aufgrund Artikel 32 der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 neu abgegrenzte Gebietskulisse für benachteiligte Gebiete dringend mitumfassen. Gleichzeitig sollte auch die alte Gebietskulisse aufrecht erhalten bleiben, um Investoren Planungssicherheit zu gewähren und sicherzustellen, dass für den Solaranlagenausbau weiterhin ausreichend Flächen zur Verfügung stehen.

- ⇒ Die **Definition „benachteiligtes Gebiet“** in **§ 3 Nr. 7 EEG 2017**, sollte wie folgt **ergänzt** werden: „sowie ein Gebiet, das im Rahmen der gemäß Artikel 32 der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2013 über die Förderung der ländlichen Entwicklung durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1698/2005 (ABl. L 347 vom 20.12.2020, S. 487) vorzunehmenden Neuabgrenzung durch die Bundesländer als benachteiligtes Gebiet abgegrenzt wurde“.

5. Bioenergie

5.1 Ausreichendes Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen

Der vorgesehene Ausbaupfad für Biomasse von 8.400 Megawatt im Jahr 2030 wird grundsätzlich begrüßt, allerdings muss auch sichergestellt werden, dass diese angestrebte Zielmarke erreicht werden kann.

- ⇒ Das in **§ 28b Abs. 1 EEG 2021** vorgesehene Ausschreibungsvolumen für Biomasse sollte von 225 Megawatt auf **325 Megawatt in den Jahren 2023 bis 2025, 425 Megawatt in den Jahren 2026 und 2027 und 525 Megawatt in den Jahren 2028 bis 2030** erhöht werden.
- ⇒ Es ist sicherzustellen, dass die noch offenen, nicht bezuschlagten **Ausschreibungsvolumina aus dem Jahr 2020** entsprechend **§ 28 Abs. 3a S. 2 EEG 2017** die künftigen Ausschreibungsvolumina entsprechend erhöhen.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit muss zudem in den nächsten fünf Jahren ein ambitionierterer Zubau von Biomethananlagen in der Südregion erfolgen. Ab 2027 fallen bestehende Biomethan-BHKW aus dem ersten EEG-Vergütungszeitraum. Deren Leistung sollte mit dem Anheben des Biomethanausbaupfades kompensiert werden.

- ⇒ Das in **§ 28b Abs. 2 EEG 2021** vorgesehene Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen in der Südregion sollte in den **Jahren 2021 bis 2026** auf **150 Megawatt** und in den **Jahren 2027 bis 2030** auf **100 Megawatt** erhöht werden.

Zudem ist nicht abzusehen, welche konkreten Anlagenkombinationen sich in den Innovationsausschreibungen durchsetzen werden. Es erscheint daher verfehlt, pauschal die Hälfte der installierten Leistung der Anlagenkombinationen, die Biomasseanlagen enthalten, vom Ausschreibungsvolumen abzuziehen, und nicht nur den Teil der installierten Leistung, der tatsächlich Biomasseanlagen zuzuordnen ist. Dies gilt insbesondere auch deshalb, weil die Anlagen der Anlagenkombinationen, die volatil Strom erzeugen, vermutlich

den deutlich größeren Anteil an der installierten Leistung verzeichnen werden. Abgesehen davon wird bei Solar- und Windenergieanlagen das Volumen aus den Innovationsausschreibungen ebenso nicht von dem vorgegebenen Volumen abgezogen.

⇒ **§ 28b Abs. 1 S. 3 Nr. 2 EEG 2021** sollte **gestrichen** werden.

5.2 Anhebung der Höchstwerte und Streichung ihrer Degression

Im Hinblick auf die Erreichung der Ziele des Klimaschutzprogramms 2030 müssen die Ausschreibungsmengen nicht nur angepasst, sondern auch genutzt werden. Die Bundesregierung bestätigte in ihrer Stellungnahme zu der Entschließung des Bundesrates zur Stärkung der bedarfsgerechten und netzdienlichen Stromerzeugung sowie der klimaneutralen Wärmenutzung aus Biomasse im EEG (BR-Drs. 281/19 (Beschluss)), dass Biomasse im Energiemix eine wichtige Rolle für eine verlässliche, flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung spielt und dass die Beteiligung an den Biomasseausschreibungen deutlich hinter einem Stabilisierungspfad zurückbleibt.

Maßgeblich sind hierfür die nicht auskömmlichen Höchstwerte seit Beginn der Ausschreibungen verantwortlich. Der wissenschaftliche Bericht „Teilvorhaben II a: Biomasse“, der für den Erfahrungsbericht gemäß § 97 EEG vom Fraunhofer IEE erstellt wurde, belegt, dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen über den derzeitigen Höchstwerten liegen. Zudem sollte, entsprechend § 2 Abs. 3 S. 2 EEG 2017, die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben. Vor diesem Hintergrund sollten spezielle Höchstwerte für Neu- und Bestandsanlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 750 Kilowatt eingeführt und so eine auskömmliche Vergütung für diese kleineren Anlagen sichergestellt werden.

⇒ Die **Höchstwerte** für Strom aus Biomasseanlagen nach **§ 39b Abs. 1 EEG 2017** sollte **bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 Kilowatt im Jahr 2021 17,44 Cent pro Kilowattstunde** und

bei einer installierten Leistung von mehr als 750 Kilowatt **im Jahr 2021 14,44 Cent** pro Kilowattstunde betragen.

- ⇒ Für Bestandsanlagen ist in **§ 39g Abs. 5 Nr. 3 EEG 2021** eine **entsprechende Änderung** vorzunehmen, welche den **Höchstwert** je nach installierter Leistung **im Jahr 2021 auf 19,4 Cent pro Kilowattstunde (bis 750 Kilowatt)** bzw. auf **16,4 Cent pro Kilowattstunde (über 750 Kilowatt)** festsetzt.

5.3 Aussetzung der Degression der Höchstwerte

Die Höchstwertedegression der Ausschreibung ist zu streichen, da bei den Biomasseanlagen keine nennenswerten Effizienzgewinne zu erwarten sind und die Anforderungen aufgrund umweltfachlicher Vorgaben steigen, was den wirtschaftlichen Betrieb durch notwendige Investitionen sogar verschlechtern kann. Der Identifizierung der im Einzelfall möglicherweise verbleibenden, finanziellen Spielräume dienen gerade die Ausschreibungen. Gleichzeitig wird die Erhöhung der EEG-Umlage durch Biomasseanlagen durch den anlagenindividuellen Höchstwert verhindert. Es erscheint ausreichend, dass die Höchstwerte durch die Bundesnetzagentur in besonderen Fällen nach § 85a EEG 2017 neu festgesetzt werden können.

- ⇒ **§ 39b Abs. 2 EEG 2017** sollte **gestrichen** werden.

5.4 Atmender Deckel statt starrer Degression

Es muss sichergestellt werden, dass der unterstellte Zubau von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, auch tatsächlich stattfindet.

- ⇒ Hierfür ist die in **§ 44a EEG 2017** vorgesehene starre Degression durch einen sogenannten **atmenden Deckel** nach dem erprobten Vorbild des § 49 EEG 2017 zu ersetzen, wobei die Besonderheiten der Biomasseanlagen und deren längere Realisierungsdauer entsprechend zu berücksichtigen sind.

5.5 Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen

Die flexible und bedarfsgerechte Stromproduktion ist eine energie- und volkswirtschaftliche Grundanforderung an die Bioenergie und gilt auch für Kleingütleanlagen gemäß § 44 EEG 2017. Da diese Anlagen mit einer installierten Leistung bis 150 Kilowatt nur für eine Bemessungsleistung von 75 Kilowatt vergütet werden und somit überbaut sind, sind hier ebenso höhere Kosten zu erwarten, womit für diese Anlagen ebenso der Flexibilitätszuschlag gewährt werden sollte.

- ⇒ In **§ 50a Abs. 2 EEG 2017** sollte **§ 44 aufgenommen** werden (neuer Wortlaut: „§ 39, § 42, § 43 oder § 44“).

5.6 Stärkung der Güllenutzung in Biogasanlagen

Die Güllenutzung in Biogasanlagen sollte aus Energie- und Klimaschutzgründen erhöht werden. Die Vergärung von Gülle stärkt den Klima- und Umweltschutz in doppelter Hinsicht: durch die Vermeidung von Methanemissionen und durch die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomethan. Ist mit einer Anlagenneuerrichtung kein nennenswerter Effizienzgewinn oder Technologiefortschritt verbunden, erscheint die Weiternutzung von bestehenden Anlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht günstiger als ein Abriss und Neubau von Anlagen. Entsprechend würde das EEG-Konto durch eine verringerte Vergütung geschont. Zudem erscheint eine verkürzte Förderdauer für Bestandsanlagen ausreichend.

- ⇒ In **§ 44 EEG 2017** sollte eine **Anschlussvergütungsmöglichkeit für Bestandsanlagen in Höhe von 20 Cent pro Kilowattstunde für zehn Jahre** eingeführt werden.

6. Wasserkraft

6.1 Einführung einer (zusätzlichen) Vergütungsklasse bis 100 Kilowatt

Um die in EEG-Erfahrungsberichten dokumentierten Stromgestehungskosten kleiner Wasserkraftanlagen nach Ausbau oder Ertüchtigung (erfordert jeweils Neubewilligung und ökologische Maßnahmen) ausreichend zu fördern, erscheint ein neuer zusätzlicher Wert für Strom aus Wasserkraft bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 100 Kilowatt unverzichtbar.

- ⇒ Einführung eines neuen zusätzlichen Wertes in **§ 40 Abs. 1 EEG 2017** in Höhe von **19,50 Cent pro Kilowattstunde** für Strom aus Wasserkraft bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 100 Kilowatt.

6.2 Abschaffung der Degression

Wie in den EEG-Erfahrungsberichten regelmäßig dargelegt, sind Wasserkrafttechnologien technisch ausgereift und damit auch langfristig keine Kostensenkungen durch Lerneffekte oder Kostendegression zu erwarten. Eine Degression bei den anzulegenden Werten ist deshalb nicht sachgerecht.

- ⇒ Die Degressionsregelung in **§ 40 Abs. 5 EEG 2017** sollte **ersatzlos gestrichen** werden.

7. Geothermie

Die im Referentenentwurf vorgesehene Verschiebung der Degression um ein Jahr auf Anfang 2022 und die Reduzierung ihrer Höhe von 5 Prozent auf 2 Prozent werden grundsätzlich begrüßt, aber nicht für weitgehend genug erachtet. Das Einsetzen einer Degression erscheint erst dann gerechtfertigt, wenn die betreffende Technologie nennenswerte Fortschritte erzielt hat und entsprechende Skaleneffekte erzielt werden können. Die langen Vorlaufzeiten für die Realisierung der Projekte von 10 Jahren und mehr, verbunden mit dem Risiko, dass nicht jede Bohrung auch fruchtbar ist, ermöglichen keine rasche Projektumsetzung wie bei anderen erneuerbaren Energien.

⇒ Die Degression gemäß **§ 45 Abs. 2 S. 1 EEG 2017** sollte **auf 0,5 Prozent gesenkt** oder erst ab einem Mindestwert an installierter Leistung in Höhe von 120 Megawatt einsetzen.

Mit freundlichen Grüßen

gez.

Dr. Hannes Hofmeister

Ministerialrat