

STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

Berlin, 17.09.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 275.000 Beschäftigten wurden 2018 Umsatzerlöse von rund 119 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 12 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 90 Prozent, Wärme 74 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitbandausbau. 190 Unternehmen investieren pro Jahr über 450 Mio. EUR. Sie steigern jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent. Beim Breitbandausbau setzen 93 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Einleitung

Der VKU begrüßt die Absicht der Bundesregierung, durch den vorliegenden Referentenentwurf die Bedingungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland zu verbessern und Fehlentwicklungen zu korrigieren. Positiv ist insbesondere, dass die Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien, die Akzeptanz durch geeignete Mechanismen und die Marktintegration verbessert werden sollen. Die erneuerbaren Energien benötigen nun – nach schlechten Jahren bei der Windenergie an Land – mehr denn je stabile Rahmenbedingungen. Der EEG-Ausbaupfad sollte allerdings deutlich ambitionierter angehoben werden.

Zugleich sollte stärker darauf geachtet werden, dass die Komplexität des EEG, die schon jetzt sehr hoch ist, im Rahmen der Novelle nicht noch weiter vergrößert wird, sondern möglichst reduziert wird, damit das EEG für die Unternehmen umsetzbar bleibt. Für die Unternehmen ist es kaum noch möglich, eigenständig und mit überschaubarem Personalaufwand die verschiedensten Themenbereiche des EEG umzusetzen.

Der VKU begrüßt die Ankündigung, die Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage zu befreien und die entsprechenden Regelungen nachträglich in das Gesetz einzuarbeiten. Bei der Umsetzung ist unbedingt darauf zu achten, dass alle Wasserstoffproduzenten unabhängig von ihrer Größe und Leistung von der Umlagebefreiung profitieren. Insbesondere dürfen kleinere Akteure nicht benachteiligt werden. Darüber hinaus regen wir an, mit diesem Gesetzesvorhaben auch Anpassungen des KWKG, etwa bei den Begriffsbestimmungen, der Wärmenetzförderung und dem Südbonus, vorzunehmen. Wir behalten uns vor, hierzu Vorschläge im späteren Verfahrensverlauf einzubringen.

Das Wichtigste in Kürze

- Der angekündigte **Ausbaupfad** ist für die investierenden Unternehmen eine wichtige Orientierung. Es ist jedoch zweifelhaft, ob die Ausschreibungsvolumina angesichts des bis 2030 steigenden Strombedarfs ausreichend sind. Angesichts von Sektorenkopplung und Elektromobilität ist nicht von einer Stabilisierung des heutigen Stromverbrauchs auszugehen. Vielmehr ist bei den Ausbauzielen von einem Strombedarf 2030 auszugehen, der deutlich über 600 TWh liegen wird. Einzelne Studien liegen noch deutlich darüber (z. B. geht das EWI in einer Studie vom Januar 2020 von rund 750 TWh aus).
- Zudem kommt es darauf an, dass die Ausschreibungsmengen auch abgerufen werden. Daher müssen, ergänzend zur EEG-Reform, die größten **Hemmnisse im Planungs- und Genehmigungsrecht** abgebaut werden.

Der VKU begrüßt, dass der Referentenentwurf dieses Thema adressiert, etwa durch die Festlegung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt, die Berichtspflichten der Länder zum Stand der Flächenausweisung und Genehmigungssituation und die Erweiterung der Flächenkulisse bei den Seitenrandstreifen.

- Das Bedürfnis nach einer **Senkung der EEG-Kosten** ist nachvollziehbar, allerdings kommt es im Rahmen der EEG-Reform ebenso darauf an, ausreichende Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Hier sieht der VKU Nachbesserungsbedarf bei den Höchstwerten in der Ausschreibung und bei den gesetzlichen Vergütungssätzen, vor allem bei Solarenergie und Biomasse. Zudem muss die Degression dort ausgesetzt werden, wo die Vergütungssätze schon heute so niedrig sind, dass kaum neue Anlagen errichtet werden.
- Auch eine sukzessive Absenkung des **Schwellenwertes** für die Teilnahme von Solar-Dachanlagen an Ausschreibungen von heute 750 kW auf 100 kW bis 2025 lehnt der VKU ab. Damit würde der Solarenergieausbau in diesem Anlagensegment zu unattraktiv, ohne dass dem ein nennenswerter Gewinn an Kosteneffizienz gegenübersteht.
- Bei den Ausschreibungen für **Solarenergie auf Gebäuden** sollte der Eigenverbrauch zugelassen werden. Investitionen in große Dach-PV-Anlagen würden dadurch deutlich attraktiver.
- Die Verbesserungen bei der **Mieterstromförderung** gehen nicht weit genug. Notwendig ist eine Erweiterung des Anwendungsbereichs, um die Nutzungsmöglichkeiten für lokal erzeugten Solarstrom zu vergrößern, sowie eine deutliche Anhebung der Vergütungssätze.
- Auffällig ist auch, dass der Referentenentwurf in Bezug auf **Biomasse** bei den unzureichenden Rahmenbedingungen aus dem EEG 2017 verharrt. Eine wirksame Anpassung, u. a. durch Anhebung des Gebotshöchstwertes, ist dringend notwendig, um den erwartbaren Rückbau zu vermeiden und Bioenergie als dritte starke Säule zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele 2030, wie sie im Klimaschutzprogramm 2030 formuliert sind, zu erhalten. Dies gilt insbesondere auch für die energetische Abfallverwertung sowie für Deponie-, Klär- und Grubengas.
- Zugleich ist jedoch dem **Schutz des Grundwassers** oberste Priorität einzuräumen. Insbesondere darf der geplante Ausbau von Biomasseanlagen in südlichen Landkreisen nicht zu einem verstärkten Import von Gärsubstraten, insbesondere Gülle, führen. Eine Gefährdung der Trinkwasserressourcen durch eine zunehmende Nitratbelastung ist unbedingt zu vermeiden.

- Der VKU unterstützt die Einführung einer **Windenergie-Abgabe** als ein wichtiges Instrument, um die Akzeptanz für die Windenergie vor Ort zu verbessern. Sie sollte jedoch außerhalb des EEG verankert werden, damit auch Windparks die Abgabe entrichten, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen. Zudem sollte es bei der Abgabenhöhe keine Ermäßigung für Anbieter von Bürgerstromtarifen geben. In Ergänzung dazu sollte das EEG berücksichtigen, dass auch Bürgerwindparks und Bürgerbeteiligungsmodelle die Akzeptanz für die Windenergie erheblich verbessern können. Daher muss es Anreize für Kooperationsprojekte mit den Kommunen, kommunalen Unternehmen und der Bürgerschaft geben.
- Der VKU unterstützt auch die Einführung eines **Korrekturfaktors** für einen 60-Prozent-Standort. Nach Einschätzung des VKU müsste dieser Korrekturfaktor jedoch etwas höher sein, um die standortbedingten Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Entsprechendes gilt für die 70-, 80- und 90-Prozent-Standorte. Der VKU schlägt vor, die Korrekturfaktoren hierfür etwas höher anzusetzen.
- Der VKU begrüßt, dass Strom aus **Post-EEG-Anlagen** den Netzbetreibern gegen einen Wertersatz zur Verfügung gestellt werden darf. Für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ist darüber hinaus jedoch Voraussetzung, dass PV-Anlagen bis 7 kWp auch nach Ende des Förderzeitraums Eigenverbrauch im SLP mit Netzbetreiberübernahme der Überschussmengen betreiben dürfen.
- Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines **intelligenten Messsystems** werden im Grundsatz begrüßt. Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie, unverhältnismäßig und aus netztechnischer Sicht nicht erforderlich.

Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

§ 1 EEG 2021 RefE, Zweck und Ziel des Gesetzes

- Der VKU begrüßt die Festlegung in § 1 Absatz 5, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.
- Zugleich sollte klargestellt werden (ggf. in der Gesetzesbegründung), dass die Nutzung erneuerbarer Energien das kommunalrechtliche Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt.

Begründung:

Die Festlegung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt, kann Planungsträgern und Genehmigungsbehörden den Rücken stärken. Zum Hemmnisabbau sind jedoch viele weitere Maßnahmen, auch außerhalb des EEG, erforderlich.

Kommunen müssen bei ihrer wirtschaftlichen Betätigung das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllen. In einigen Ländern und Konstellationen wird der öffentliche Zweck in Abrede gestellt, wenn Kommunen Strom erzeugen wollen, der dann in ein überörtliches Netz eingespeist werden soll (vgl. Oberverwaltungsgericht des Landes Sachsen-Anhalt, Urteil vom 7. Mai 2015 – 4 L 163/14 –). Um Kommunen überall die Möglichkeit zu geben, Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und diesen auch in ein überörtliches Netz einzuspeisen, ist die Klarstellung hilfreich, dass die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien damit zugleich das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt.

§ 3 EEG 2021 RefE, Begriffsbestimmungen

- Um für zukünftige Contracting-Modelle Rechtssicherheit zu schaffen, sollte der Begriff des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage im EEG definiert werden. Als Betreiber einer Stromerzeugungsanlage sollte angesehen werden, wer die tatsächliche Sachherrschaft über die Stromerzeugungsanlage hat, ihre Fahrweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt, wobei jedes dieser Kriterien in einer Gesamtabwägung aller Umstände zu ermitteln ist. Dass das Eigentum bei einem Dritten liegt und/oder die Stromerzeugungsanlage hinsichtlich der Einrichtung und/oder des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung von einem Dritten betreut wird, sollte der Betreibereigenschaft nicht entgegenstehen, wenn der Dritte weisungsgebunden ist.

Begründung:

Aufgrund unterschiedlicher Rechtsauffassungen zur Auslegung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage (§ 3 Nr. 43b EEG) ist eine hinreichende Investitionssicherheit vieler Betreiber-Modelle bedroht. Die Rechtsunsicherheiten betreffen insbesondere die Fragen, ob und auf welche Weise eine Gesamtabwägung der Einzelkriterien stattfinden muss und welche Voraussetzungen für die Übertragung des Kriteriums „Tragung des wirtschaftlichen Risikos“ gegeben sein müssen. Unsicherheiten bestehen insbesondere auch bei der Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Bestandsanlage noch als solche nach den §§ 61e ff. EEG 2020 angesehen werden kann.

§ 4 EEG 2021 RefE, Ausbaupfad

- Die Ausbauziele sollten nochmals überprüft werden.

Begründung:

Der angekündigte Ausbaupfad ist für die investierenden Unternehmen eine wichtige Orientierung. Es ist jedoch zweifelhaft, ob die Ausschreibungsvolumina angesichts des bis 2030 zu erwartenden Strombedarfs ausreichend sind. Angesichts von Sektorenkopplung und Elektromobilität ist nicht von einer Stabilisierung des heutigen Stromverbrauchs auszugehen. Vielmehr ist bei den Ausbauzielen von einem Strombedarf 2030 auszugehen, der deutlich über 600 TWh liegen wird. Einzelne Studien liegen noch deutlich darüber (z. B. geht das EWI in einer Studie vom Januar 2020 von rund 750 TWh aus).

Zudem kommt es darauf an, dass die Ausschreibungsmengen auch abgerufen werden. Daher müssen, ergänzend zur EEG-Reform, die größten Hemmnisse im Planungs- und Genehmigungsrecht abgebaut werden.

Teil 2: Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

§ 9 EEG 2021 RefE, Technische Vorgaben, und § 10b EEG 2021 RefE, Vorgaben zur Direktvermarktung

- Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines intelligenten Messsystems werden im Grundsatz begrüßt.
- Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW lehnt der VKU ab.

Begründung:

Die Vorgaben für den Abruf der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung von EEG-/KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber mittels künftigen Einsatzes eines intelligenten Messsystems (IMS) bringen eine Verbesserung der energiewirtschaftlichen Prozesse: Durch die zusätzlichen Informationen können Prozesse im Zusammenhang mit Bilanzierung, Ableitung etc. weiter detailliert und entsprechend effizienter werden.

Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aus netztechnischer Sicht nicht zwingend, zumal der Netzbetreiber die Möglichkeit hat, in kritischen Fällen entsprechende Technik einbauen zu können. Die Anforderung an eine zukünftige Steuerbarkeit dieser Anlagen erscheint aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie nicht sinnvoll.

Für diesen Bereich der Kleinstanlagen sollte nochmals das Aufwand-/Nutzen-Verhältnis beim Einbau von iMS kritisch überprüft werden, die ursprüngliche Kosten-Nutzen-Analyse hat hier eine Einbauschwelle von 7 kW ermittelt. Eine Erweiterung der Einbauverpflichtung wird aus Sicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers nur dann umgesetzt werden können, wenn die Wirtschaftlichkeit sichergestellt ist. Dies ist nur gegeben, wenn die bisherige Preisobergrenze für Pflichteinbaufälle auch für die Gruppe Einspeiseanlagen zwischen 1 kWp und 7kWp gilt (100 € brutto). Eine Verlängerung des Bestandsschutzes für „Altanlagen“ auf acht Jahre erscheint sinnvoll, um hier keine zusätzlichen Engpässe beim Rollout zu erzeugen.

- Das Erfordernis einer stufenlosen Fernsteuerbarkeit, sobald die technische Möglichkeit besteht, sollte gestrichen werden. Stattdessen sollte für die Regelbarkeit eine entsprechende Mindestanzahl von Zwischenstufen festgelegt werden.
- Zumindest sollte klargestellt werden, dass Anlagenbetreiber nicht zweimal in neue Steuerungstechnik investieren müssen. Sie sollten nicht verpflichtet sein, erst eine Einrichtung im Rahmen eines intelligenten Messsystems zu installieren, die „nur“ eine gestufte Regelbarkeit erlaubt, und diese zu einem späteren Zeitpunkt gegen eine Einrichtung, die stufenloses Regeln erlaubt, auszuwechseln.

Begründung:

Ein Großteil der Anlagen wird über sogenannte Rundfunksteuerempfänger mit vier potentialfreien Kontakten geregelt. Dies ermöglicht die Steuerstufen 100 %, 60 %, 30 % und 0 %. Obwohl die Technik alt ist, wird sie heute immer noch bei Neuanlagen verbaut. Auch die zukünftig angedachte Steuerung der Anlagen über ein intelligentes Messsystem mithilfe der FNN-Steuerbox ist nicht stufenlos umsetzbar, da diese auch nur vier potentialfreie Kontakte hat. Thermische Anlagen (z. B. Biogasanlagen) haben zudem oft einen Leistungswert der nicht unterschritten werden darf (außer die Anlage wird auf 0 geregelt), um die Prozessstabilität weiter zu erhalten. Schließlich ist der Mehrwert gegenüber der heutigen Regelung auch nicht erkennbar. Zudem ist speziell mit Blick auf kleinere PV-Anlagen eine stufenlose Steuerung durch den Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht abbildbar und netztechnisch auch nicht begründbar.

Die Formulierung „sobald die technische Möglichkeit besteht“ ist im Übrigen missverständlich. Sie könnte so verstanden werden, dass Anlagenbetreiber zweimal in technische Einrichtungen, die an intelligente Messsysteme angebunden sind, investieren müssen, nämlich das erste Mal in eine Technik mit stufenweiser Steuerung und das zweite Mal in eine Technik mit stufenloser Steuerung. So kann der Regelungsvorschlag jedoch nicht gemeint sein.

- Der VKU begrüßt die in § 100 Absatz 4 Satz 2 EEG 2021 RefE vorgesehene Übergangsbestimmung, die es Betreibern von Bestandsanlagen erlaubt, in einer Übergangszeit weiterhin Einrichtungen zu nutzen, die nur ein Ein- und Ausschalten erlauben.

Begründung:

So erhalten Anlagenbetreiber und Netzbetreiber Rechtssicherheit dahingehend, dass Vergütungen weiterhin ausgezahlt werden dürfen und bereits ausgezahlte Vergütungen nicht zurückerstattet werden müssen.

- Der Gesetzgeber muss im Rahmen der Abschaltkaskade sicherstellen, dass Betreiber essentieller Dienstleistungen wie der Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung privilegiert behandelt werden. Ein unmittelbarer Eingriff in die Anlagen der Wasserwirtschaft sollte nur in Ausnahmefällen und in Abstimmung mit den Betreibern erfolgen.

Begründung:

Die energieerzeugenden Anlagen der kommunalen Wasserwirtschaft, insbesondere auf Kläranlagen, sind in den technischen Gesamtbetrieb integriert. Eine flexible Fahrweise der Anlagen kann daher nur eingeschränkt in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen. Unvermittelte Eingriffe von außen würden die technischen Abläufe gefährden. Dies gilt insbesondere für KWK-Anlagen der Abwasserentsorgung mit einem signifikanten Wärme-Anteil. Die anfallende Wärme aus den BHKW wird in der Regel für die Beheizung der Faulbehälter der Kläranlage genutzt. Ein etwaiger längerer Eingriff bspw. über mehrere Stunden würde zu erheblichen Problemen in der Klärschlammfäulung führen. Insbesondere der wärmegeführte Anteil der Stromerzeugung darf daher nur in das Netzengpassmanagement einbezogen werden, sofern der betriebstechnisch notwendige Wärmebedarf auf den Anlagen alternativ sichergestellt werden kann. Gleiches gilt für die Zwischenspeicherung des anfallenden Klärgases. Aufgrund des dauerhaften Gasanfalls ist die Speicherung auf den Anlagen nur zeitlich begrenzt möglich. Eine Verbrennung der überschüssigen Gasmengen in den entsprechenden Gasfackelanlagen ist aus immissionschutzrechtlichen Gründen nur in sehr begrenztem Rahmen erlaubt und widerspricht zudem den klimapolitischen Zielen Deutschlands. Ein Eingriff in die Energieerzeugung kritischer Anlagen der kommunalen Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung darf letztendlich nur in Abstimmung und unter Beachtung der vorhandenen technischen Möglichkeiten der Anlagenbetreiber erlaubt sein.

Teil 3: Marktprämie und Einspeisevergütung

§ 21 EEG 2021 RefE, Einspeisevergütung

- Der VKU begrüßt, dass Strom aus **Post-EEG-Anlagen** den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden darf und dass hierfür bis Ende 2027 eine Einspeisevergütung in Höhe des Jahresmarktwertes abzüglich der Vermarktungskosten gezahlt wird. Inwiefern eine Einspeisevergütung nach 2027 gezahlt wird, muss frühzeitig unter Einbeziehung der Verbände entschieden werden.
- Die Möglichkeit des Eigenverbrauchs sollte aber nicht pauschal voraussetzen, dass die Messstelle der Anlage mit einem intelligenten Messsystem nach dem MsbG ausgestattet ist. Stattdessen sollten PV-Anlagen bis 7 kWp auch nach Ende des Förderzeitraums Eigenverbrauch im SLP mit Netzbetreiberübernahme der Überschussmengen betreiben dürfen. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kWp sollten zur Direktvermarktung der Überschussstrommengen verpflichtet sein.

Begründung:

Entscheiden sich Betreiber von Post-EEG-Anlagen für eine Kombination aus Eigenversorgung und Netzeinspeisung, was insbesondere für viele Betreiber von Dach-Solaranlagen attraktiv ist, sollte perspektivisch eine Marktintegration der Überschussstrommengen angestrebt werden. Dies sollte im Übrigen auch für Neuanlagen gelten. Bei der Ausgestaltung der Marktintegration sollte darauf geachtet werden, dass zum einen Aufwand und Nutzen in einem angemessenen Verhältnis stehen und zum anderen die Energiewende vorangetrieben wird. Die wirtschaftlichen Vorteile des Eigenverbrauchs (Vermeidung von Strombezugskosten sowie von Entgelten und Umlagen) machen den Betrieb von Dach-Solaranlagen in vielen Fällen erst attraktiv und ermöglichen damit eine Beteiligung der Bürger an der Energiewende. Den Betreibern von Eigenversorgungsanlagen dürfen daher keine unverhältnismäßigen Pflichten auferlegt werden.

- Die in § 55 Absatz 9 vorgesehene Pönalisierung von Strommengen, die Betreiber von Post-EEG-Anlagen dem Netzbetreiber entgegen § 21 nicht zur Verfügung gestellt haben, lehnt der VKU ab.

Begründung:

Die geplante Pönalisierung würde für die Netzbetreiber zu einem sehr hohen Abwicklungsaufwand und Auseinandersetzungen mit Kunden führen.

- Im Falle der Vermarktung des Überschussstroms von Post-EEG-Anlagen durch Direktvermarkter sollte zusätzlich ein vereinfachtes Herkunftsmanagement implementiert werden, um den so verfügbaren Strom interessierten Privatkunden als echten Grünstrom anbieten zu können.

Begründung:

Aktuell sind die Kosten des HKNR des UBA für Kleinanlagen nicht wirtschaftlich darstellbar.

- Im Zusammenhang mit der Anschlussförderung sind des Weiteren die folgenden Punkte zu klären: Welcher Bilanzkreis soll für die Mengen aus der Anschlussförderung genutzt werden? Sind die ausgeförderten EEG-Anlagen weiterhin zu testieren?

Begründung:

Diese Fragen sind für die praktische Umsetzung relevant, werden aber im Referentenentwurf offengelassen.

- Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas sollten nach Ende des Förderzeitraums einen fixen Vermarktungszuschlag erhalten, der den Weiterbetrieb dieser Anlagen ermöglicht.

Begründung:

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas tragen aktiv zur Vermeidung von ansonsten unweigerlich anfallenden Treibhausgasemissionen bei. Allein aus der Verstromung von Grubengas, das aus ehemaligen Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen und im Saarland abgesaugt wird, erwächst ein jährlicher THG-Minderungsbeitrag von derzeit rund 3 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent (siehe auch: <https://www.wirtschaft.nrw/grubengas>). Im Falle der Nichtverwertung würde das Grubengas durch den Boden aufsteigen und ungenutzt in die Atmosphäre entweichen, wobei das hochpotente, gegenüber CO₂ 25-mal klimawirksamere Treibhausgas Methan wesentlicher Teil des Grubengases ist und den hohen THG-Minderungsbeitrag von Grubengas im Vergleich zu klassischen erneuerbare Energien-Technologien sehr niedrigen Förderkosten begründet.

Grubengasanlagen sind jedoch aufgrund ihrer fixen Betriebskosten und mit Blick auf das aktuelle und zukünftige Strompreisniveau nicht wirtschaftlich am Strommarkt zu betreiben. Um den Weiterbetrieb von Grubengasanlagen zur Stromerzeugung zu ermöglichen, die von 2021 bis 2024 das Ende ihrer EEG-Förderperiode erreichen, sollte der Anlagenbetrieb deshalb z. B. über einen fixen Vermarktungszuschlag auf den Marktpreis sichergestellt werden.

- Der VKU begrüßt die Klarstellung, dass ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag auch dann bestehen kann, wenn der Strom nicht vom Anlagenbetreiber, sondern wie im Fall des Lieferkettenmodells von einem Dritten geliefert wird.

Begründung:

Ein Vorteil des Lieferkettenmodells ist, dass die Marktrolle des Stromlieferanten an einen energiewirtschaftlich versierten Dritten übertragen wird. Diese sinnvolle Aufgabenteilung darf nicht zum Verlust des Mieterstromzuschlags führen.

- Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag sollte auch dann gegeben sein, wenn der in Solaranlagen erzeugte Strom innerhalb von Gebäuden verbraucht wird, die mit dem Gebäude, auf/an/in dem sich die Solaranlage befindet, entweder identisch sind oder mit diesem in einem räumlichen Zusammenhang stehen.

Begründung:

Die derzeitige Mieterstromförderung ist auf einen engen räumlichen Anwendungsbereich begrenzt. Dadurch gehen viele Nutzungsmöglichkeiten für lokal erzeugten Solarstrom verloren. Auch unter der Zielsetzung, dass möglichst viele Mieter an der Energiewende teilhaben sollen, sollte Mieterstrom auch Endverbrauchern zur Verfügung gestellt werden, auf/in/an deren Wohngebäuden aufgrund von wirtschaftlichen Gesichtspunkten keine Mieterstromanlagen errichtet werden.

Daher sollte die gesetzliche Beschränkung möglicher Lieferverhältnisse auf Wohngebäude oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude der Erzeugung aufgegeben werden. Stattdessen sollte nur noch darauf abgestellt werden, dass sich das belieferte Gebäude in einem räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude der Erzeugung befindet. Damit ließen sich innerhalb von Quartieren die geeignetsten Dachflächen identifizieren. Der dort erzeugte Strom könnte potentiell von allen Bewohnern des Quartiers bezogen werden.

Auch § 106 des Gesetzentwurfs der Bundesregierung für ein Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude vom 28.05.2019 stellt in Bezug auf die Zulässigkeit von Vereinbarungen zwischen Bauherren oder Eigentümern über eine gemeinsame Versorgung ihrer Gebäude mit Wärme oder Kälte auf den räumlichen Zusammenhang von Gebäuden ab. Mit dieser Vorschrift will die Bundesregierung laut Begründung Quartiersansätze stärken und anstoßen, weil eine effiziente und nachhaltige Wärmeversorgung von Gebäuden auch im Wege von Quartierslösungen umgesetzt werden kann. Gleiches gilt auch für die Stromversorgung, sodass es aus VKU-Sicht sinnvoll wäre, einen parallelen Ansatz im Mieterstromgesetz zu verfolgen.

- Mieterstrom sollte auch in Nichtwohngebäuden erzeugt und verbraucht werden können, ohne dass der Mieterstromzuschlag entfällt.

Begründung:

Ein Quartier besteht nicht nur aus Wohngebäuden, sondern auch aus Schulen, Schwimmbädern, Parkhäusern oder Gebäuden für den Einzelhandel. Häufig sind die Dachflächen dieser Nichtwohngebäude besser für die Errichtung einer PV-Anlage geeignet als die Dächer von Wohngebäuden. Letztere können durch Ausrichtung, Verschattung, Denkmalschutz und sonstige Umstände als Standort der PV-Anlage weniger geeignet bzw. ungeeignet sein. Andererseits wird auch in Nichtwohngebäuden Strom verbraucht, so diese auch als Bezieher von Mieterstrom nicht ausgeschlossen sein sollten, vorausgesetzt, die Gebäude befinden sich in einem räumlichen Zusammenhang.

- Die Berechtigung zur Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags sollte bis zu einer Anlagengröße von 750 kWp gegeben sein.

Begründung:

Die Begrenzung für Mieterstromanlage auf 100 kWp nach § 21 Absatz 3 EEG wird in der Erläuterung zum Gesetzentwurf wie folgt begründet: „Die Beschränkung auf Solaranlagen mit einer installierten Gesamtleistung von höchstens 100 Kilowatt trägt der Tatsache Rechnung, dass die installierte Gesamtleistung von Solaranlagen auf, an oder in einem Wohngebäude selten über diese Schwelle hinausgeht.“ (Drucksache 18/12355, S. 17). Eine Auswertung der im Zeitraum 2017 bis 2019 umgesetzten Mieterstromprojekte bestätigt diese Annahme. Die installierte Leistung der meisten Mieterstromprojekte lag im Bereich bis 40 kWp (siehe Abbildung 1). Dies ist sicherlich neben begrenzten Dachflächen eines Gebäudes auch dem Vergütungsintervall bis 40 kWp geschuldet.

Bei der Ausweitung von Mieterstromprojekten auf Quartierskonzepte stehen dem Projektumsetzer jedoch deutlich größere Dachflächen zur Verfügung. Daher sollte die Begrenzung der Anlagengröße von 100 kWp auf 750 kWp erhöht werden.

§ 21b EEG 2021 RefE, Zuordnung zu einer Veräußerungsform

- Wenn sowohl förderfähige als auch ausgeförderte Anlagen über eine gemeinsame Messung am Netzeinspeisepunkt einspeisen, sollte eine Abgrenzung dieser Strommengen über die Generierung einer zusätzlichen Marktlokation unter Anwendung der Referenzwerte der jeweiligen Windkraftanlagen ermöglicht werden.

Begründung:

In Bezug auf das Auslaufen diverser Anlagen aus der EEG-Förderung zum 31.12.2020 stellt sich die Frage, wie man z. B. mit Windparks umzugehen hat, in denen sich neben den ausgeförderten Anlagen noch förderfähige Anlagen befinden.

Besonders wenn diese Anlagen über eine gemeinsame Messung am Netzverknüpfungspunkt einspeisen, entstehen Probleme bei der Bilanzierung. Es würden unterschiedliche „Stromarten“ über eine gemeinsame Marktlokation unberechtigterweise einspeisen.

Eine Lösungsvariante bestünde, dort wo es die technischen Möglichkeiten zulassen, in der Installation von Untermessungen. Untermessungen tragen zur genauen Erfassung der Mengen bei und berücksichtigen auch etwaige Stillstandzeiten während Wartungsarbeiten oder Einspeisemanagementmaßnahmen. Hohe Kosten und/oder fehlende Zeit für eine Umrüstung sprechen aber in den meisten Fällen gegen diese Variante.

Eine kostengünstigere und relativ schnell umsetzbare Möglichkeit bestünde nach Einschätzung des VKU in der Generierung einer zusätzlichen Marktlokation unter Anwendung der Referenzwerte der jeweiligen Windkraftanlagen.

Die Windanlagen würden nach „förderfähiger“ oder „ausgefördeter Anlage“ der jeweiligen Marktlokation zugeordnet. Die Aufteilung der Mengen erfolgt mit Hilfe der Referenzwerte. Somit wäre nicht nur im Rahmen der Abrechnung die Aufteilung anhand der Referenzwerte möglich, sondern auch im Rahmen der Bilanzierung. Die so zusätzlich generierte Marktlokation könnte dann für die ausgeförderten Anlagen genutzt werden, um diese Anlagen dem Bilanzkreis eines Händlers zuzuordnen. Selbst für die neueren Anlagen, deren Vergütung mit dem Standortertrag berechnet werden, existieren Referenzwerte, die für die Verteilung herangezogen werden könnten. Somit wäre für alle Anlagen die Nutzung der Referenzwerte möglich. Bei sonstigen Anlagen könnte man eine Aufteilung anhand der jeweiligen Anlagenleistungen vornehmen.

Die aus dem EEG bekannte prozentuale Aufteilung ist unseres Erachtens nicht die korrekte Anwendungsmöglichkeit, da z. B. bei einer prozentualen Aufteilung von 30 % sonstiger Direktvermarktung und 70 % Marktprämienmodell auf jede einzelne Windenergieanlage diese Verteilung in Ansatz zu bringen wäre.

Somit würde es notwendig, in dem Gesetzentwurf eben genau auf die Bildung einer zusätzlichen Marktlokation, deren Mengen dann über die Zuordnung der einzelnen Anlagen und deren zugehöriger Referenzwerte gebildet werden, hinarbeiten. Durch diese eindeutige Beschreibung würde es den Netzbetreibern ermöglicht, alle Windparks, in denen keine Installation von Untermessungen erfolgt ist, kurzfristig zum 01.01.2021 entsprechend mit dieser zusätzlichen Marktlokation „sortenrein“ zu bilanzieren und zuzuordnen.

§ 22 EEG 2021 RefE, Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

- Der VKU lehnt eine sukzessive Absenkung des Schwellenwertes für die Teilnahme von Solar-Dachanlagen an Ausschreibungen von heute 750 kW bis zum Jahr 2025 auf 100 kW ab.

Begründung:

Die geltenden Schwellenwerte (750 kW bzw. 150 kW bei Biomasse) sind richtig gewählt. Unterhalb dieser Leistungsschwellen stellt sich die Frage, ob der Kosteneffizienzgewinn so groß ist, dass er den Aufwand, den die Ausschreibung für kleine Anlagen bedeutet, rechtfertigt.

Im Regelfall werden PV-Dachanlagen im Leistungssegment 100 kW bis 750 kW von kleinen oder mittelständischen Unternehmen errichtet, die zuvorderst am Stromeigenverbrauch interessiert sind und für die Einspeisung der Restmengen eine Sicherheit benötigen. Diese Unternehmen wären mit der Strukturierung eines komplexen Angebots für eine EEG-Auktion überfordert. Letztlich würde die Teilnahme an Ausschreibungen für sie aber schon deswegen nicht in Frage kommen, weil der Eigenverbrauch im Ausschreibungssegment ausgeschlossen ist. Der PV-Ausbau auf Dachflächen zwischen 100 und 750 kWp würde jäh gestoppt, sodass dieses Anlagensegment keinen nennenswerten Ausbaubeitrag mehr leisten könnte. Anlagen insbesondere im Leistungsbereich unterhalb von 500 kWp und solche im urbanen Umfeld haben schon jetzt Probleme mit der Wirtschaftlichkeit. Der Aufwand für das Ausschreibungsregime steht somit in kleinem Verhältnis zur Anlagengröße. Dies führt mit großer Wahrscheinlichkeit dazu, dass viele Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze gebaut werden oder nur so groß ausgelegt werden, wie der Strom auch in der Spitze selbst verbraucht werden könnte. Dies hätte eine Teilbelegung von Dachflächen zur Folge, was für den Ausbau der Solarenergie ausgesprochen kontraproduktiv wäre.

§ 23a EEG 2021 RefE, Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie i. V. m. Anlage 1

- Die Marktprämie sollte wie bisher auf Basis der Monatsmarktwerte ermittelt werden.

Begründung:

Die Heranziehung des Jahresmarktwertes für die Berechnung der Marktprämie würde die Komplexität der Abrechnungen aller Direktvermarktungsvorgänge erhöhen. Zudem käme es durch die nötige Auszahlung einer Prämie auf Grundlage eines Vorab-Jahresmarktwertes und anschließender Glattstellung zu Liquiditätseffekten. Es ist zweifelhaft, ob die möglichen Vorteile einer Umstellung (ein Lenkungseffekt ist am ehesten bei der Biomasse zu erwarten) auf den Jahresmarktwert die sicheren Nachteile überwiegen.

§ 24 EEG 2021 RefE, Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

- Der VKU begrüßt, dass Solaranlagen, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, zum Zweck der Ermittlung der Vergütungshöhe nicht mehr zusammengefasst werden sollen. In Abweichung zum Referentenentwurf schlägt der VKU vor, dass dies auch dann gelten soll, wenn es sich um Solaranlagen desselben Anlagenbetreibers handelt.

Begründung:

In urbanen Quartieren werden in der Regel mehrere Solaranlagen auf unterschiedlichen Wohngebäuden installiert. Dies ist kein „Anlagensplitting“, sondern ergibt sich aus der Bebauung. Bei großen Grundstücken mit mehreren Gebäuden führt die Anlagenzusammenfassung schnell dazu, dass der Mieterstromzuschlag in die Kategorie 40 – 100 kWp fällt, obwohl die Einzelanlagen wesentlich kleiner sind und mithin nicht von den Kostenvorteilen größerer Anlagen profitieren können. Bei Inbetriebnahme im Oktober 2019 würde er dann beispielsweise 0,18 Cent/kWh betragen statt 2,08 Cent (für Anlagen bis 10 kWp) oder 1,80 Cent/kWh (für Anlagen > 10 kWp – 40 kWp).

Die baulichen Gegebenheiten bei Mieterstrommodellen im urbanen Kontext stellen sich als deutlich herausfordernder dar als bei großen Freiflächenanlagen. Skaleneffekte, wie sie bei einer Freiflächenanlage vorausgesetzt werden dürfen, sind hier nicht realisierbar. Damit berücksichtigt § 24 EEG in seiner jetzigen Form nicht die Realität separater PV-Anlagen in Mieterstrommodellen.

§§ 28 – 28c EEG 2021 RefE, Ausschreibungsmengen

- Ausschreibungen für Windenergie an Land sollten viermal anstatt dreimal im Jahr stattfinden.

Begründung:

Bei drei Terminen pro Jahr kann sich die Umsetzung von Projekten verzögern. Wenn ein Projektierer z. B. eine Genehmigung am 12. August erhält, bekommt er frühestens Mitte Februar einen Zuschlag.

- Die Nachholung nicht bezuschlagter Mengen sollte ab einer bestimmten Größenordnung auf mehrere Jahre verteilt werden.

Begründung:

In der aktuellen Situation, in der Windausschreibungen regelmäßig unterdeckt sind, ist davon auszugehen, dass sich durch die Nachholung zukünftige Ausschreibungsmengen auf türmen, die wiederum zu einer weiteren Unterdeckung führen werden.

Um diesem Effekt entgegenzuwirken, empfiehlt es sich, die Nachholung auf mehrere Jahre zu verteilen.

§ 36b EEG 2021 RefE, Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

- Der Höchstwert sollte um 0,2 Cent/kWh auf 6,4 Cent/kWh angehoben werden.

Begründung:

Durch die Anhebung um 0,2 Cent/kWh sollte es Bietern ermöglicht werden, die Aufwendungen für die Windenergie-Abgabe in die Gebote einzupreisen.

§ 36c EEG 2017, Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet (weggefallen)

- Der VKU begrüßt die Aufhebung des Netzausbaugebietes.

Begründung:

Die Entschärfung von Netzengpasssituationen sollte vorrangig durch Netzausbau sowie durch eine verbesserte Integration von Strom aus erneuerbaren Energien, etwa durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien, erfolgen. Eine Deckelung des Ausbaus in bestimmten Regionen ist nicht sinnvoll, da sie die Erreichung der Ausbauziele beeinträchtigt.

§ 36d EEG 2021 RefE, Zuschlagsverfahren Windenergie an Land

- Sofern eine Südquote eingeführt wird, sollte dies mit einer Regelung kombiniert werden, die die Länder verpflichtet, landesrechtliche Vorschriften, die dem Windenergieausbau entgegenstehen (z. B. Abstandsregeln, die die 1.000 Meter des neugefassten § 249 Absatz 3 BauGB überschreiten), zu beseitigen.

Begründung:

Die bislang mangelnde Realisierung von Süd- Windprojekten ist im Wesentlichen auf die Nichtgenehmigungsfähigkeit sowie die fehlende politische Bereitschaft zur Ausweisung von Windvorrangzonen zurückzuführen. Somit kann eine Südquote den gewünschten Effekt nur erzielen, wenn sie mit dem Abbau landesrechtlicher Ausbauehemmnisse einhergeht.

§ 36e EEG 2021 RefE, Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land

- Die vorgesehene Verlängerungsmöglichkeit der Realisierungsfristen im Falle der Insolvenz eines Anlagenherstellers muss ergänzt werden um eine Regelung für Windenergieanlagen auf See, deren anzulegender Wert gemäß § 47 EEG bestimmt wird, und die aufgrund einer Herstellerinsolvenz nicht wie geplant im Jahr 2019, sondern erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden konnten. Hier darf die zum Jahreswechsel 2019/2020 vorgesehene Degression nicht zur Anwendung kommen, denn diese wirkt wie eine Sanktion für eine unverschuldete Verzögerung.

Begründung:

Windenergieprojekte auf See, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz eine degressionsbedingte Vergütungskürzung erleiden, befinden sich in einer ähnlichen Lage wie Projekte, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz die Realisierungsfrist nicht einhalten können.

Zwar adressiert auch der Regierungsentwurf zur Änderung des WindSeeG vom 26.06.2020 das Problem der Herstellerinsolvenz, doch betrifft die dort vorgesehene Verlängerung der Realisierungsfristen nur Projekte, die ab 2021 in Betrieb genommen werden und damit dem Regime des WindSeeG unterliegen. Für Windparks, die dem Regime des EEG unterliegen, weil sie vor 2021 in Betrieb genommen werden, gilt diese Schutzvorschrift nicht. Hier liegt eine Regelungslücke vor, die nur durch eine Anpassung des § 47 EEG geschlossen werden kann.

Betroffen ist ein kommunalwirtschaftliches Windenergieprojekt auf See, das wegen der Insolvenz der Senvion GmbH die Inbetriebnahme nicht wie geplant im Jahr 2019, sondern erst im Jahr 2020 durchführen konnte.

Für Inbetriebnahmen im Jahr 2020 ordnet § 47 Absatz 5 eine Degression in Höhe von 1,5 Cent/kWh gegenüber den in 2017 geltenden anzulegenden Werten an. Wäre der Offshore-Windpark wie geplant im Jahr 2019 in Betrieb genommen worden, hätte die Kürzung nach dieser Vorschrift nur 0,5 Cent/kWh betragen. Hochgerechnet auf den Vergütungszeitraum entsteht den Anteilseignern durch die schärfere Degression ein Verlust in einer Größenordnung von rund 61 Mio. EUR.

Mit der Degressionsregelung wollte der Gesetzgeber Kostensenkungen aufgrund von Technologieentwicklungen berücksichtigen und Effizienzverbesserungen anreizen. Eine Pönalisierung unverschuldeter Projektverzögerungen, noch dazu außerhalb jeder Verhältnismäßigkeit – 61 Mio. Euro für wenige Monate – kann der Gesetzgeber nicht gewollt haben.

§ 36g EEG 2021 RefE, Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften

- Das Einheitspreisverfahren sollte auf neu zu definierende Bürgerenergiegesellschaften sowie auf Betreibergesellschaften anwendbar sein, deren Stimmrechte zu mindestens 51 Prozent von Bürgerenergiegesellschaften und/oder Standort-/Anrainerkommunen bzw. Unternehmen, die im Eigentum von Standort-/Anrainerkommunen stehen, gehalten werden.

Begründung:

Sowohl reine Bürgerwindparks als auch Bürgerbeteiligungsmodelle können die Akzeptanz für die Windenergie erheblich verbessern. Daher muss es Anreize für Kooperationsprojekte mit den Kommunen, kommunalen Unternehmen und der Bürgerschaft geben. Hierfür sollte das Einheitspreisverfahren als Hebel genutzt werden.

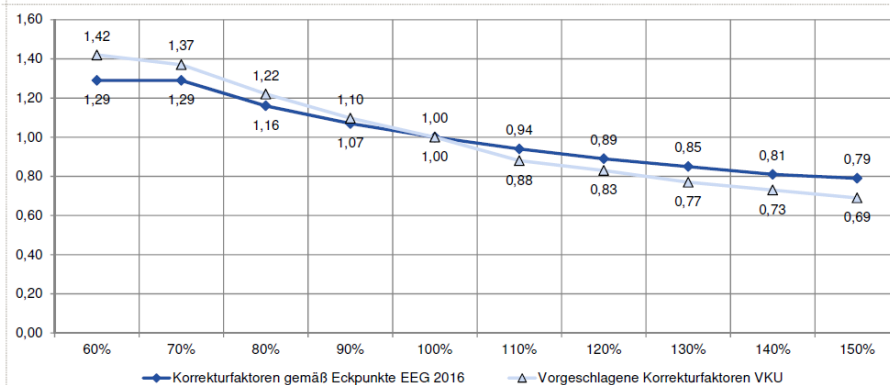
Allerdings ist es notwendig, „Bürgerenergiegesellschaften“ im EEG neu zu definieren, damit nicht, wie in der Vergangenheit geschehen, Bürgerenergiegesellschaften zum Schein gegründet werden, nur um in den Genuss von Privilegien zu gelangen. Es sollten mindestens 50 natürliche Personen beteiligt sein. Mehrheitlich sollte es sich um Mitglieder handeln, die ihren Wohnsitz innerhalb des auch für Regionalstromprodukte geltenden Radius von 50 km haben.

Einige Stadtwerke haben die Akzeptanz für die Windenergie vor Ort erheblich verbessert, indem sie Gesellschaftsanteile an Windparks an örtliche Bürgerenergiegenossenschaften und Kommunen veräußert oder für diesen Zweck selbst Energiegenossenschaften initiiert haben. Über die Mitgliedschaft in den Genossenschaften können sich Bürger mit geringen Beträgen indirekt an der Windpark-Betriebsgesellschaft beteiligen und von deren Erträgen profitieren. Der Aufwand, der für solche Beteiligungsmodelle entsteht, ist jedoch nicht unerheblich. Daher sind Anreize notwendig, um Kooperationsprojekte mit den Kommunen, kommunalen Unternehmen und der Bürgerschaft einzugehen.

§ 36h EEG 2021 RefE, Anzulgender Wert für Windenergieanlagen an Land

- Der VKU unterstützt die Einführung eines Korrekturfaktors für einen 60-Prozent-Standort. Nach Einschätzung des VKU müsste dieser Korrekturfaktor jedoch etwas höher sein, um die standortbedingten Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Entsprechendes gilt für die 70-, 80- und 90-Prozent-Standorte. Der VKU schlägt vor, die Korrekturfaktoren wie folgt festzulegen:

Vorgeschlagene Korrekturfaktoren im Ausschreibungsmodell zur Reduzierung der Benachteiligung mittlerer Windstandorte ggü. Starkwindstandorten



Begründung:

Die vom VKU vorgeschlagene Anpassung des Referenzertragsmodells kann dazu beitragen, dass trotz regional unterschiedlicher Standortqualitäten annähernd gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden und sich dadurch der Windenergieausbau gleichmäßiger auf das Bundesgebiet verteilt.

§ 36k, Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

- Der VKU unterstützt die Einführung einer Windenergie-Abgabe. Sie sollte jedoch außerhalb des EEG geregelt werden, damit auch Windparks die Abgabe entrichten, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen. Zudem sollte es bei der Abgabenhöhe keine Ermäßigung für Anbieter von Bürgerstromtarifen geben.

Begründung:

Der VKU unterstützt die Einführung einer Windenergie-Abgabe. Die Einnahmen kommen der örtlichen Gemeinschaft und damit indirekt allen Bewohnern der jeweiligen Gemeinden zugute. Dies erhöht die Chancen, dass Flächen für die Windenergie ausgewiesen und Windpark-Genehmigungen erteilt werden. Beides ist von erheblicher Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele.

Positiv ist, dass in § 36k 2021 RefE kein Verwendungszweck vorgegeben wird. Zutreffend weist die Begründung darauf hin, dass die Gemeinden am besten einschätzen können, wie die Mittel vor Ort optimal eingesetzt werden können. Positiv ist auch die Klarstellung in der Begründung, dass die Einkünfte aus der Abgabe als nicht-steuerliche Einnahmen im kommunalen Finanzausgleich nicht berücksichtigt werden.

Problematisch am Abgabemodell des Referentenentwurfs ist indessen, dass die eine Verletzung der Abgabepflicht über das EEG sanktioniert werden soll. § 52 Absatz 3a EEG 2021 RefE sieht für diesen Fall eine Kürzung des anzulegenden Werts um 0,25 Cent pro kWh vor. Diese Vergütungskürzung läuft ins Leere, wenn Windparks ohnehin keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, was in Zukunft von zunehmender Bedeutung sein könnte.

Eine Möglichkeit, die Abgabepflicht vom EEG unabhängig zu machen, könnte darin bestehen, sie – wie von der Stiftung Umweltenergie recht vorgeschlagen – als „Außenbereichs-abgabe“ auszugestalten. Als Belastungsgrund wird hier die Inanspruchnahme von Außenbereichsflächen durch die Windenergieanlagen, also der Vorteil der Nutzung einer knappen, staatlich bewirtschafteten Ressource angeführt¹.

Auch in einem weiteren Punkt sieht der VKU den § 36k EEG 2021 RefE kritisch: Wenn Windparkbetreiber sog. Bürgerstromtarife anbieten, brauchen sie beim Nachweis von mindestens 80 solcher Verträge nur die Hälfte der Abgabe zu zahlen. Dies macht die Einnahmen aus der Abgabe für die Kommunen unberechenbar. Es fördert auch nicht gerade den Gemeinschaftssinn, wenn die Kommune weniger Geld erhält, weil einzelne Bewohner von speziellen Stromtarifen profitieren. Zudem würde sich der administrative Aufwand für die Netzbetreiber zusätzlich erhöhen, weil in den Abrechnungssystemen zwei Gruppen von Windparkbetreibern mit unterschiedlichen Zahlungspflichten abgebildet werden müssten. Zusätzlich müssten die Netzbetreiber kontrollieren, dass die erforderliche Mindestanzahl der Vertragsabschlüsse permanent gegeben ist. Die Option, Anwohner tarife anzubieten und damit die Abgabenhöhe zu verringern, sollte daher weggelassen werden.

Besser wäre es, Maßnahmen zur direkten Beteiligung von Bürgern an der Windenergie im EEG zu verankern (vgl. der Vorschlag zur § 36g EEG).

§ 37 EEG 2021 RefE, Gebote für Freiflächenanlagen

- Der VKU begrüßt die Erweiterung der Flächenkulisse bei den Seitenrandstreifen auf 220 Meter und die Anhebung der Größenbeschränkung auf 20 MW.

Begründung:

Durch die Erweiterung der Flächenkulisse können Konversionsflächen erhalten bleiben und weiterhin sinnvoll genutzt werden. Die Anhebung der Größenbeschränkung erlaubt die Errichtung größerer Anlagen, was dem Solarenergieausbau dienlich ist.

¹ Hartmut Kahl/Nils Wegner, Kommunale Teilhabe an der lokalen Wertschöpfung der Windenergie: Das Instrument einer Außenbereichsabgabe, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 9, Juni 2018

§ 37b EEG 2021 RefE, Höchstwert für Solaranlagen

- Der VKU lehnt die Absenkung der Höchstwerte ab und befürwortet stattdessen eine Festlegung auf 6,5 ct/kWh.

Begründung:

Eine Absenkung der Höchstwerte würde die hohe Teilnahmequote an den Ausschreibungen für Solaranlagen aufs Spiel setzen.

§§ 38c – 38i, Ausschreibungen für Solaranlagen auf Gebäuden

- Der VKU begrüßt die Einführung eines neuen Ausschreibungssegments für große Solaranlagen auf Gebäuden.
- Innerhalb dieses Ausschreibungssegments sollte die anteilige Eigenversorgung zugelassen werden.

Begründung:

Solaranlagen auf Gebäuden waren aufgrund ihrer Kostenstruktur in gemischten Ausschreibungen gegenüber reinen PV-Freiflächenanlagen nicht konkurrenzfähig.

Anders als bei klassischen PV-Freiflächenanlagen sollte jedoch auch eine anteilige Eigenversorgung des erzeugten Stroms zulässig sein. Investitionen in große Dach-PV-Anlagen würden dadurch deutlich attraktiver. Zudem hätte die Möglichkeit des Eigenverbrauchs einen senkenden Effekt auf die Gebotshöhen und würde intelligente Eigenversorgungskonzepte inklusive Speicherlösungen anreizen.

Gerade größere Gewerbe- und Industrieunternehmen sind schon aus Imagegründen sehr an einer zumindest anteiligen Eigenversorgung mit Grünstrom vom eigenen Dach interessiert. Mögliche Einnahmen aus der reinen EEG-Vergütung oder sogar einer Pachtlösung sind für viele dieser Unternehmen hingegen wirtschaftlich weniger von Interesse, sind nicht Teil des Kerngeschäfts und würden kaum Anreize für Projektierung und Bau einer PV-Anlage auslösen.

§ 39 EEG 2021 RefE, Gebote für Biomasseanlagen

- Es sollte geprüft werden, inwiefern eine Lockerung der Präqualifikationsbedingungen die Teilnahme für weniger finanzstarke Marktakteure erleichtern könnte.

Begründung:

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.

- Die Größenbeschränkung für Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, sollte aufgehoben werden.

Zahlreiche Stadtwerke verfolgen verschiedene Konzepte zur thermischen Nutzung von fester Biomasse. Ein Bestandteil hierbei ist die Fragestellung, wie vormals mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerksstandorte im Rahmen der Energie- und Wärmewende konvertiert werden könnten. Hierbei könnte die Umstellung auf Biomasse einen zusätzlichen Beitrag zur CO₂-Neutralität der Strom- und Wärmeerzeugung leisten. Hier erweist sich die in § 39 Absatz 4 EEG 2021 RefE enthaltene Größenbeschränkung auf 20 MW als Hindernis.

§ 39b EEG 2021 RefE, Höchstwert für Biomasseanlagen

- Der Gebotshöchstwert sollte angehoben werden.

Begründung:

Wie die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren zeigt, sind die Gebotshöchstwerte grundsätzlich zu niedrig angelegt. Die Deckelung der Gebote für Neuanlagen auf 14,58 ct/kWh (2019) erlaubt nur in Ausnahmefällen einen Anlagenneubau.

Eine Anhebung des Gebotshöchstwertes ist dringend notwendig, um den erwartbaren Rückbau zu vermeiden und Bioenergie als dritte starke Säule zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele 2030, wie sie im Klimaschutzprogramm 2030 formuliert sind, zu erhalten.

- Die Degression sollte solange ausgesetzt werden, bis das Ausschreibungsvolumen deutlich überzeichnet ist.

Begründung:

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 14,73 ct/kWh und für eine analoge Bestandsanlage bei 16,76 ct/kWh. Dies entspricht einer jährlichen Degression von ca. 4 bzw. 2,5 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.

§ 39d EEG 2021 RefE, Zuschlagsverfahren

- Der geplante Ausbau von Biomasseanlagen in südlichen Landkreisen darf nicht zu einem verstärkten Import von Gärsubstraten, insbesondere Gülle, führen.

Begründung:

Gerade mit Blick auf sinkende Fördersätze und zunehmende Flächenkonkurrenzen werden sich besonders grenznahe (Neu-)Anlagenbetreiber die Frage stellen, durch welche zusätzlichen Einnahmequellen ein wirtschaftlicher Betrieb ihrer Anlage möglich sein wird. Steigen bspw. die Kosten für zu vergärendes Gut, könnte es zu einer neuen Wirtschaftlichkeit für Importe von Gülle bzw. Gärresten trotz weiter Transportwege kommen. Damit wächst die reale Gefahr eines „Gülletourismus“, wie er bereits heute in grenznahen Gebieten vor allem in NRW und Niedersachsen zu beobachten ist. Die sogenannte „Südquote“ darf daher nicht dazu führen, dass es zu einer Gefährdung der Trinkwasserressourcen durch eine zunehmende Nitratbelastung kommt. Im Sinne des Gewässerschutzes fordert der VKU vom Gesetzgeber wirksame flankierende Maßnahmen gegen einen solchen „Gülletourismus“. In diesem Zusammenhang begrüßt der VKU die Fortschreibung und Absenkung des sog. Maisdeckels zum Schutz des Grundwassers als wichtigste Trinkwasserressource und zur Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen zwischen Nahrungsmittel- und Energieproduktion.

§ 39e EEG 2021 RefE, Erlöschen von Zuschlägen für Biomasseanlagen

- Der VKU begrüßt die Verlängerung der Realisierungsfrist für Biomasseanlagen und in Entsprechung dazu auch die Verlängerung der Fristen, ab wann Verzögerungspönalen zu zahlen sind (§ 55 Absatz 4 EEG 2021 RefE).

Begründung:

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.

§ 39g EEG 2021 RefE, Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen

- Der VKU begrüßt, dass die Wartezeit für den Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum von einem Jahr auf zwei Monate verkürzt wird.

Begründung:

Gemäß § 39f Absatz 2 Satz 2 EEG 2017 durfte eine Bestandsanlage frühestens zwölf Monate nach dem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren in ihren zweiten Vergütungszeitraum wechseln. Dadurch konnte es zu einer Förderlücke kommen, die nun zum Teil geschlossen wird.

- Bei einem vorzeitigen Wechsel vom ersten in den zweiten Vergütungszeitraum sollte sich der zweite Vergütungszeitraum um die nicht in Anspruch genommenen Jahre verlängern.

Begründung:

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.

- Der Gebotswert sollte angehoben werden.

Begründung:

Wie die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren zeigt, sind die Gebotshöchstwerte grundsätzlich zu niedrig angelegt.

- Die Möglichkeit für Bestandsanlagen, durch die Teilnahme an einer Ausschreibung eine Anschlussförderung zu erwerben, sollte auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas erweitert werden.

Begründung:

Deponiegas und Klärgas gelten gemäß § 3 Nr. 21 EEG als erneuerbare Energien. Es ist daher kein Grund ersichtlich, Bestandsanlagen, die diese Gase verstromen, von der Teilnahme an Ausschreibungen auszuschließen. Anlagen zur Verstromung von Grubengas sollten diese Möglichkeit ebenfalls haben, weil dadurch erhebliche CO₂-Minderungen erreicht werden können.

Relevant ist dies auch für Anlagen mit einem Mischbetrieb (z. B. Biogas und Deponiegas), der sowohl ökologisch als auch ökonomisch sehr sinnvoll ist und daher nach Möglichkeit aufrechterhalten werden sollte.

§ 39n EEG 2021 RefE, Innovationsausschreibungen

- Der VKU schlägt die Aufnahme innovativer PV-Konzepte in die Innovationsausschreibungen vor.

Begründung:

Die Innovationsausschreibungen sollten für PV-Anlagen auf Ackerflächen, die eine gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung erlauben, sowie schwimmende PV-Anlagen auf gefluteten Tagebauen und Speicherseen geöffnet werden. Hierbei handelt es sich um Innovationen, die geeignet sind, Flächenkonkurrenzen zu entschärfen und das Potenzial für den Solarenergieausbau zu erweitern.

Da bei Floating- und Agro-PV-Projekten derzeit von ca. 10 - 20 % höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben werden.

44a EEG 2021 RefE, Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse

- Die Degression sollte ausgesetzt werden.

Begründung:

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 14,73 ct/kWh und für eine analoge Bestandsanlage bei 16,76 ct/kWh. Dies entspricht einer jährlichen Degression von ca. 4 bzw. 2,5 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.

Im Bereich Abfallvergärung bzw. Deponiegasbehandlung ist sogar eher mit steigenden Kosten aufgrund von zusätzlichen technischen Anforderungen zu rechnen. Da beide Technologien jedoch einen enormen Anteil an der Verringerung der CO₂-Emissionen aus dem Abfallsektor tragen, wäre eine Beibehaltung der Degression klimapolitisch nicht sinnvoll.

§ 45 EEG 2021 RefE, Geothermie

- Das Einsetzen einer Degression sollte nicht an den Ablauf eines Jahres, sondern an eine Ausbaustufe von beispielsweise 120 MW installierte elektrische Leistung gekoppelt werden.
- Zudem sollte die Degression nach Erreichung dieser Ausbaustufe statt auf 2 % auf 0,5 % gesenkt werden.

Begründung:

Die im EEG 2017 vorgesehene Degression würde die Umsetzung von stromgeführten Geothermieprojekten wirtschaftlich unmöglich machen. Mit Blick auf den bisher sehr geringen Anteil der Geothermie an den erneuerbaren Energien im Wärmebereich und der dringenden Notwendigkeit, der Geothermie bundesweiten Auftrieb zu verleihen, leistet die Kopplung an Ausbaustufen von jeweils 120 MW Stromleistung einen sehr wichtigen Beitrag für die Umsetzung sowohl der Strom- als auch der Wärmewende. Der Ausbau von EEG-geförderten Geothermie-Stromkraftwerken unterstützt die Wärmewende, da eine Wärmeauskopplung für die meisten stromgeführten Projekte vorgesehen ist und technisch einfach realisiert werden kann. Die EEG-Förderung schafft einen Rahmen, der den Eintritt in die Wärmewende unterstützt. Durch die Verstromung der Geothermie werden zum einen saisonale Schwankungen des Wärmebedarfs in Wärmenetzen aufgefangen, als auch die spätere Entwicklung von Wärmenetzen nachhaltig unterstützt.

§ 48 EEG 2021 RefE, Solare Strahlungsenergie

- Der VKU schlägt vor, den anzulegenden Wert gemäß § 48 EEG Absatz 2 für alle Segmente um 1,0 Cent/kWh zu erhöhen.

Begründung:

Aus Sicht des VKU ist das Bedürfnis nach einer Senkung der EEG-Kosten nachvollziehbar, allerdings kommt es im Rahmen der EEG-Reform ebenso darauf an, ausreichende Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Vor allem bei kleinen Anlagen sind die anzulegenden Werte aufgrund des starken Zubaus der letzten Jahre unter die Gestehungskosten gesunken. Mit der Folge, dass Volleinspeiseanlagen nicht mehr wirtschaftlich sind. Demzufolge muss die aktuelle Vergütung des eingespeisten PV-Stroms grundlegend überprüft und attraktiver ausgestaltet werden, sodass die Wirtschaftlichkeit auch für eine Einspeisung ins Netz mit gesetzlicher Förderung gewährleistet wird.

§ 48a EEG 2021 RefE, Mieterstromzuschlag bei solarer Strahlungsenergie

- Der Mieterstromzuschlag sollte gegenüber den im Referentenentwurf vorgesehenen Werten deutlich angehoben werden. Er sollte sich an der ermäßigten EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, orientieren.
- Der Mieterstromzuschlag sollte nicht von der Degression betroffen sein.

Begründung:

Die vom VKU vorgeschlagene Höhe des Mieterstromzuschlags orientiert sich an der ermäßigten EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird. Gemäß § 61b EEG verringert sich die EEG-Umlage für EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, grundsätzlich auf 40 Prozent. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kWp entfällt die EEG-Umlage komplett.

Der VKU schlägt vor, dass der Mieterstromzuschlag dieser Ersparnis entspricht.

Im Jahr 2020 beträgt die EEG-Umlage (und damit die Ersparnis bei einer Befreiung) 6,756 Cent/kWh. Im Anlagensegment bis 10 kWp würde der Mieterstromzuschlag demzufolge im Jahr 2020 gerundet 6,76 Cent/kWh betragen. EEG-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt und in Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kWp erzeugt wird, profitiert im Jahr 2020 von einer Ersparnis in Höhe von 4,056 Cent/kWh (60 % von 6,76 Cent/kWh). Daher sollte der Mieterstromzuschlag im Anlagensegment 10 kWp bis 40 kWp im Jahr 2020 gerundet 4,06 Cent/kWh betragen.

Für das Anlagensegment 40 kWp bis 750 kWp schlägt der VKU vor, den Zuschlag in dem Verhältnis abzusenken, wie dies dem Unterschied zwischen den anzulegenden Werten im Bereich 10 kWp bis 40 kWp einerseits und 40 kWp bis 750 kWp andererseits entspricht. Daraus ergibt sich für das Anlagensegment 40 kWp bis 750 kWp ein Mieterstromzuschlag in Höhe von 3,22 Cent/kWh.

Sofern die EEG-Umlage durch Zuschüsse aus dem Haushalt gesenkt wird, könnte mit vorgenannter Logik die wirtschaftliche Gleichstellung von Mieterstrom mit Eigenversorgung ebenfalls erreicht werden.

Die Degressionsvorschriften für Solaranlagen sorgen dafür, dass sinkende Stromgestehungskosten, z. B. durch Preissenkungen der Hersteller und Kostenvorteile durch technologischen Fortschritt, bei der Höhe des anzulegenden Wertes berücksichtigt werden. Für Mieterstromprojekte fallen darüber hinaus jedoch viele weitere Kosten an. Es ist nicht absehbar, dass diese Kosten in den nächsten Jahren nennenswert sinken, so dass für eine Degression des Mieterstromzuschlags keine Rechtfertigung besteht.

Sollte in Umsetzung von Artikel 21 der EU-Richtlinie 2018/2001 die EEG-Umlagebefreiung auf Anlagen bis 30 kWp ausgeweitet werden, sollten auch die vom VKU vorgeschlagenen Vergütungskategorien des Mieterstromzuschlags daran angepasst werden.

§ 49 EEG 2021 RefE, Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

- Die Degression sollte ausgesetzt werden.
- Zumindest sollte der Sockelbetrag für den Degressionsmechanismus auf 2.700 MW in Anlehnung an die Zubauzahl 2019 erhöht werden.

Begründung:

Für Volleinspeiseanlagen auf Gebäuden ist schon auf Basis der aktuellen Vergütungssätze ein wirtschaftlicher Betrieb häufig nicht mehr möglich.

Die aktuell gültige zubauabhängige Degression der Einspeisevergütung ist nicht mehr zeitgemäß. Zum einen führt der Fachkräftemangel in der Solarbranche bereits heute zu höheren Installationskosten. Darüber hinaus steigen die Systemkosten durch neue gesetzliche und regulatorische Vorgaben.

Unter den aktuellen Regelungen ist der anzulegende Wert aufgrund des starken Zubaus der letzten Jahre bereits heute unter die Gestehungskosten gesunken, vor allem bei kleinen Anlagen. Aktuell ist eine Erhöhung des Sockelbetrags für den Degressionsmechanismus von 1.900 auf 2.300 MW geplant. Diese sehen wir unter Berücksichtigung der neuen Ausbauziele als nicht ausreichend an.

§ 50b EEG 2021 RefE, Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

- Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie sollte im EEG nicht länger gedeckelt sein.

Begründung:

Biomasseanlagen können aufgrund ihrer Steuerbarkeit zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen. 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 Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist jedoch im EEG gedeckelt. Insgesamt können nur 1.000 Megawatt installierter Leistung zuzüglich der Leistung, die in den 24 Monaten nach Erreichen dieser Grenze zur Flexibilisierung zugebaut wird, über die Flexibilitätsprämie gefördert werden. Die 1.000-MW-Schwelle ist bereits überschritten, sodass der 24-Monatszeitraum zu laufen begonnen hat. In absehbarer Zeit werden also keine Investitionen in die Flexibilisierung von Bestandsanlagen mehr stattfinden, wenn der Deckel nicht rechtzeitig aufgehoben wird.

§ 40 EEG 2021 RefE, Wasserkraft

- Die Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens von derzeit 10 % sollte auf 3 % abgesenkt werden.

Begründung:

Wasserkraft ist kapitalintensiv und benötigt deshalb langfristige Investitionssicherheit sowie politisch stabile Rahmenbedingungen. Wasserkraftwerksbetreiber übernehmen historisch bedingt viele hoheitliche Aufgaben, für die sie keine Entschädigung erhalten.

Solange sich am Strommarkt die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft nicht angemessen abbildet, ist es zur Erschließung des zusätzlichen Strompotentials aus bestehenden Anlagen geboten, die im EEG vorgegebene Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens von derzeit 10 % deutlich abzusenken, um Investitionen auszulösen, die zur lokalen Wertschöpfung beitragen. Dies gilt insbesondere für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW. Der VKU schlägt eine Absenkung auf 3 % vor.

Teil 4: Ausgleichsmechanismus

- Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollten für Strom, den sie an Letztverbraucher geliefert haben, keine EEG-Umlage zahlen müssen, soweit der Letztverbraucher zahlungsunfähig ist und die Zahlungsunfähigkeit oder Insolvenzreife des Letztverbrauchers auf den Folgen der COVID-19-Pandemie beruht.

Begründung:

Aufgrund von § 1 des COVID-19-Insolvenzaussetzungsgesetzes (COVInsAG) wird die Pflicht zur Stellung eines Insolvenzantrags bis zum 30. September 2020 ausgesetzt, soweit die Insolvenzreife auf den Folgen der Ausbreitung des SARS-CoV-2-Virus (COVID-19-Pandemie) beruht und Aussichten darauf bestehen, eine bestehende Zahlungsunfähigkeit zu beseitigen. Die vorübergehende Aussetzung der Insolvenzantragspflicht wird voraussichtlich bis zum 31.12.2020 verlängert.

Mit Beendigung der Aussetzung der Insolvenzantragspflicht ist damit zu rechnen, dass in einer Vielzahl von Fällen entsprechende Insolvenzanträge nachgeholt werden. Für Energieversorgungsunternehmen hat dies zur Folge, dass im Zeitraum nach Beendigung der „Insolvenzaussetzung“ voraussichtlich ab Januar 2021 mit deutlich steigenden Zahlungsausfällen bei Strom-, Gas- und Wärmelieferungen sowie bei Netznutzungen durch insolvente Kunden zu rechnen ist.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen trifft dieser Zahlungsausfall doppelt: Zunächst erhalten sie für geleistete Stromlieferungen nicht die vertraglich geschuldete Vergütung. Außerdem sind sie nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG verpflichtet, für die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen die EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber abzuführen. (Über vertragliche Vereinbarungen werden grundsätzlich die Letztverbraucher verpflichtet, die EEG-Umlage zu erstatten. Diese Erstattungen fallen nun ebenfalls aus.)

Diese zweifache Benachteiligung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgrund der wirtschaftlichen Auswirkungen der COVID-19-Pandemie ist nicht sachgerecht. Jedenfalls von der Belastung mit der EEG-Umlage für die Strommengen, die an insolvente Stromkunden geliefert wurden, sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu befreien. Denn letztendlich konnten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auch deshalb Stromlieferverträge mit Kunden, die aufgrund der COVID-19-Pandemie in finanzielle Schwierigkeiten geraten sind, nicht beenden, da entsprechende Kunden durch das Gesetz zur Abmilderung der Folgen der COVID-19-Pandemie im Zivil-, Insolvenz- und Strafverfahrensrecht geschützt wurden. Diese Maßnahmen sind vor dem Hintergrund der besonderen wirtschaftlichen Situation verständlich. Die infolge dieser Maßnahmen entstandenen Forderungen auf Zahlung der EEG-Umlage für die betreffenden Strommengen gegen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollten dann aber nicht weiter erhoben werden.

Der VKU schlägt daher vor, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Hinblick auf die Forderungen zur Entrichtung der EEG-Umlage ein besonderes Leistungsverweigerungsrecht einzuräumen. Dies soll für solche Strommengen gelten, die an Letztverbraucher geliefert wurden, deren Zahlungsunfähigkeit auf Umständen beruht, die auf die COVID-19-Pandemie zurückzuführen ist.

Ein vergleichbares Leistungsverweigerungsrecht im Hinblick auf die Entrichtung der EEG-Umlage findet sich bereits in § 104 Abs. 4 EEG. (Dieses Leistungsverweigerungsrecht betrifft den Verbrauch von Strom durch einen Letztverbraucher, der mit einer sog. „Kraftwerksscheibe“ an einer Stromerzeugungsanlage beteiligt ist. Für diesen Fall wird eine umlagebefreite Eigenverbrauchskonstellation fingiert.)

§ 65 EEG 2021 RefE, Schienenbahnen

- Die 2-GW-Schwelle (die für den Fahrbetrieb verbrauchte Strommenge muss pro Jahr mindestens 2 GW betragen) sollte abgesenkt werden.
- Die EEG-Umlage für Schienenbahnen sollte auf 10 % - 5 % gesenkt werden.
- E-Busse sollten in die BesAR aufgenommen werden.

Begründung:

Durch die Vereinheitlichung der Eingangsvoraussetzungen für die besondere Ausgleichsregelung (besAR) des § 64 EEG auf 14 % und die zukünftige jährliche Senkung dieses Schwellenwerts um 1 % werden deutlich mehr stromkostenintensive Unternehmen der Liste 1 Anlage 4 in breiterem Umfang gefördert als bisher. Die Gesetzesbegründung führt aus, dass die COVID-19-Pandemie Auswirkungen auf die Erreichung des Schwellenwerts haben könnte und die Absenkung der EEG-Umlage zu konträren Effekten bei der besAR führen könnte.

Für die Schienenbahnen, welche nicht nur stromkostenintensiv, sondern zusätzlich emissionsfrei sind, fehlt eine vergleichbare Regelung. Sie müssen weiterhin die deutlich höhere Hürde von 2 GWh überspringen, um die EEG-Umlage begrenzen zu können, obwohl auch für sie in COVID-19-Zeiten dieser Schwellenwert schwerer zu erreichen ist und von kleineren Bahnen bis heute nicht erreicht werden kann. Auch von den konträren Effekten durch die Senkung der EEG-Umlage sind die Schienenbahnen im Bereich der besonderen Ausgleichsregelung des § 65 EEG betroffen. Zudem werden Elektrobusse weiterhin mit der vollen EEG-Umlage belastet.

Aus den vorgenannten Gründen wird die Energiekostenbelastung der öffentlichen Verkehrsunternehmen zukünftig überproportional steigen, da sie von der BEHG-Erhöhung stark betroffen sind, jedoch keine Kompensation im EEG erhalten.

Um die erforderlichen Lenkungswirkungen für den Verkehrssektor nicht zu versäumen, sollten Elektrobusse in die besondere Ausgleichsregelung gemäß § 65 EEG 2021 einbezogen werden, da diese ebenso sauber fahren und in gleichem Maß zum Klimaschutz beitragen wie Schienenbahnen.

§ 65a EEG 2021 RefE, Landstrom

- Die Regelungen zum Landstrom sollten auch auf Binnenschiffe erweitert werden. Darüber hinaus sollte der Schwellenwert von 1 GWh/a für Binnenschiffe auf 50 MWh/a reduziert werden.

Begründung:

Mit dieser Erweiterung würden die Emissionen in deutschen Binnenhäfen gesenkt werden.

Teil 5: Transparenz

§ 79 EEG 2021 RefE, Herkunftsnachweise

- Herkunftsnachweise sollten auch für Strom aus Grubengas ausgestellt werden.

Begründung:

Allein aus der Verstromung von Grubengas, das aus ehemaligen Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen und im Saarland abgesaugt wird, erwächst ein jährlicher THG-Minderungsbeitrag von derzeit rund 3 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent. Dieser Klimaschutzbeitrag sollte durch die Nutzbarkeit von Herkunftsnachweisen sichtbar gemacht werden. Zudem würden sich dadurch die Chancen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Auslaufen der Förderung erhöhen.

Teil 7: Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

§ 99 EEG 2021 RefE, Berichte der Länder

- Der VKU begrüßt die Berichtspflicht der Länder. Diese sollten jedoch mit verbindlichen Zielvorgaben, z. B. zur Flächenausweisung, kombiniert werden.

Begründung:

Die vorgesehenen Berichte der Länder verbessern die Transparenz im Prozess zur Ausweisung von Flächen für Windstandorte. Allerdings fehlen verbindliche Ziele, die die Länder einhalten sollen.

§ 104 EEG 2021 RefE, Weitere Übergangsbestimmungen

- Um für bestehende Contracting-Modelle Rechtssicherheit zu schaffen, sollte ein Leistungsverweigerungsrecht im Hinblick auf die EEG-Umlage geschaffen werden, wenn und soweit der Anspruch auf die EEG-Umlage geltend gemacht wird, weil keine Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher vorliegt, der Letztverbraucher aber die tatsächliche Sachherrschaft über die Stromerzeugungsanlage hatte, ihre Fahrweise eigenverantwortlich bestimmte sowie für die Stromerzeugungsanlage die laufenden Betriebskosten übernommen und die unmittelbare Verantwortung für die Verwendung des erzeugten Stroms getragen hat.

- Gleiches sollte im Fall eines anteiligen vertraglichen Nutzungsrechts des Letztverbrauchers an einer bestimmten Erzeugungskapazität der Stromerzeugungsanlage nach § 104 Abs. 4 Satz 2 gelten.

Begründung:

Um für bereits umgesetzte Contracting-Modelle nachträgliche Investitionssicherheit zu schaffen und um mögliche gerichtliche Auseinandersetzungen in Zukunft zum Betreiberbegriff zu vermeiden, ist ein Leistungsverweigerungsrecht für die Vergangenheit einzuführen. Demnach kann der EEG-Umlageschuldner die Zahlung der EEG-Umlage für solche Strommengen, die vor dem 1. Januar 2021 verbraucht wurden, dann verweigern, wenn er die laufenden Kosten des Anlagenbetriebs getragen hatte und das Absatzrisiko des produzierten Stroms übernehmen musste. Einen Anspruch auf Rückforderung bereits geleisteter EEG-Umlagezahlungen begründet das Leistungsverweigerungsrecht nicht.