

» STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf des BMWF für eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes „EEG 2027“ vom 17.07.2026

Berlin, 22.07.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.600 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 319.000 Beschäftigten wurden 2023 Umsatzerlöse von über 213 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 19 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 72 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 50 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft hat seit 1990 rund 90 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau und investieren pro Jahr über 1 Milliarde Euro. [Zahlen Daten Fakten 2025](#) Wir halten Deutschland am Laufen – denn Zukunft wird vor Ort gemacht: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge.

Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin

Fon +49 30 58580-0 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Als VKU nehmen wir gern zum Referentenentwurf des „Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“ („EEG 2027“) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wie folgt Stellung.

Aufgrund der **erneut drastisch zu kurzen Stellungnahmefrist** zu diesem – in Teilen – neuen Entwurf zu einem der wichtigsten energiewirtschaftlichen Gesetzgebungsprozesse dieser Legislaturperiode, war eine **angemessene Prüfung und Rückkopplung mit den Expertinnen und Experten in unseren Mitgliedsunternehmen kaum möglich**. Ein intensiver Praxischeck ist jedoch gerade bei neuen Gesetzen für eine gute Gesetzgebung zwingend erforderlich. Wir fragen uns, welche möglicherweise strukturellen Probleme dafür ausschlaggebend sind, dass zu kurze Anhörungsfristen insbesondere im Energiebereich mittlerweile die Regel und nicht die Ausnahme sind. Wir behalten uns daher vor, ergänzende Bewertungen und Forderungen im weiteren Verfahren zu übermitteln.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- › Kommunale Unternehmen sind **aktiv in allen Bereichen der Energiewende**. Dabei spielen die Finanzierung und Projektierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine zentrale Rolle.
- › Die **Energiewende**, mit ihren vielen **dezentralen Elementen** (EE-Ausbau, Netzausbau, kommunale Wärmeversorgung, ...), findet vor Ort in den Kommunen statt. Deshalb ist es zentral, dass lokal tätige Akteure diese Transformation mitgestalten können.
- › Die Regelungen im **Erneuerbare-Energien-Gesetz** sind zentral, um die **Dekarbonisierung** kosteneffizient voranzutreiben und die **Resilienz** in Deutschland zu verstärken.

Positionen des VKU in Kürze

- › Wir begrüßen, dass die **Ausbauziele** für Windenergie an Land sowie Photovoltaik konstant bleiben. Dies sorgt für Planungs- und Investitionssicherheit und ist das Fundament für eine sichere, günstige und resiliente Energieversorgung in Zukunft.
- › Der VKU begrüßt, dass EE-Anlagen weiterhin durch Ausschreibungen eine Förderung erhalten können. Die **Einführung produktionsabhängiger CfD sollte jedoch mit einem Marktwertkorridor ausgestaltet werden**.

- › Die **Anwendung des Claw-Back-Mechanismus** (d. h. die Rückzahlung vom Anlagenbetreiber an den Staat in Hochpreisjahren) sollte nur für Anlagen **ab einer installierten Leistung von 200 kW** gelten (1:1-Umsetzung der EU-Verpflichtung).
- › Der VKU unterstützt, dass die angekündigten **zusätzlichen Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land** in Höhe von 12 GW in den Gesetzentwurf aufgenommen wurden.
- › Der VKU begrüßt, dass der **Korrekturfaktor in der Südregion für 50-Prozent-Standorte von 1,55 auf 1,65 erhöht wird**. Diese Regelung stärkt den für eine resiliente Energiewende **wichtigen Windenergieausbau in Süddeutschland** und hilft dabei, den Windenergie-Ausbau gleichmäßig auf das Bundesgebiet zu verteilen.
- › Bei der vorgesehenen **Begrenzung der Korrekturfaktoren** in anderen Ausbauregionen bestehen Zweifel, ob dies nicht zu weitgehend ist und der Ausbau in einzelnen Regionen unattraktiv wird. Darüber hinaus bedarf es einer weiteren **Prüfung der Werte der Korrekturfaktoren**, insbesondere aufgrund der vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den vielen neuen Regulierungen – Pachthöhenbegrenzung, CfD-Förderung, Redispatch-Vorbehalt, begrenzte Anschlussleistung.
- › Der VKU begrüßt, dass die Höhe der Entgelte, die Anlagenbetreiber an Grundstückseigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land sowie Nebenanlagen zahlen, begrenzt wird. Eine solche **Pachthöhenbegrenzung ist notwendig**, um **unlauteren Flächenwettbewerb zu verhindern** und das EEG-Konto vor **Kostenbelastungen** zugunsten einzelner Grundstückseigentümer zu schützen. Zur Vermeidung von Umgehungsmöglichkeiten schlägt der VKU vor, die Entgeltbegrenzung nicht nur auf Nebenanlagen, sondern auf alle Anlagen zu erweitern, die in einem funktionalen Verhältnis zur Windenergieanlagen stehen, damit **auch Hybridparks und Co-Location-Parks erfasst** sind.
- › Da die Pachthöhenbegrenzung windstarken Standorten einen Vorteil verschafft (dort sind bislang besonders drastische Pachthöhen zu beobachten), sollte eine **Anhebung der Korrekturfaktoren für alle Standortgüten unterhalb von 100 Prozent geprüft** werden.
- › Der VKU unterstützt, dass die **Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung bei Solaranlagen** des zweiten Segments von bisher 60 Prozent **auf 50 Prozent** erweitert und auch unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems gilt.
- › Der VKU begrüßt die **Streichung der Einspeisevergütung**. Es ist richtig, dass in Zukunft nur noch direktvermarkteter Strom eine Förderung erhalten sollte. Die notwendige Übergangsregelung, die als „**befristete Übergangszahlung**“ für **Kleinanlagen bis 7 kW** vorgesehen ist und bis 01.01.2030 gelten soll, sollte auf **alle Anlagen bis 100 kW angewendet werden**. Diese Regelung würde allen Marktteilnehmern und Netzbetreibern eine anlagenindividuelle Übergangsregelung ersparen und eine möglichst unbürokratische Umsetzung ermöglichen. Für das gesamte

Anlagensegment bis 100 kW müssen die technischen Voraussetzungen und mas-sentauglichen Prozesse noch eingeführt werden, damit eine Direktvermarktung wirtschaftlich durchführbar ist.

- › Der VKU unterstützt es, dass die **Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments neu justiert** werden, um einen noch stärkeren Fo-kus auf Freiflächen-PV zu legen. Dies steigert die Kosteneffizienz des Ausbaus.
- › Das für 2027 – 2032 vorgesehene **Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen** sollte jedoch deutlich angehoben werden, um einen Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen und damit den **Fortbestand bestehender Strom- und Wärmever-sorgungskonzepte auf Biogasbasis** zu ermöglichen.
- › Die **Ausschreibungen für Biomethananlagen sollten keinesfalls gestrichen wer-den**. Vielmehr sollten die Teilnahmebedingungen so angepasst werden, dass eine wirtschaftliche Realisierbarkeit von Projekten ermöglicht wird. Hierfür sollte ent-weder der Gebotshöchstwert oder die Höchstbemessungsleistung angehoben werden.
- › Der VKU begrüßt die **Erhöhung der kommunalen Beteiligung auf 0,3 ct/kWh** als ein wirkungsvolles Instrument, um lokale Wertschöpfung im ländlichen Raum zu ermöglichen, jedoch sollte der vom Netzbetreiber erstattungsfähige Betrag eben-falls entsprechend angehoben werden, damit die Erhöhung in der Praxis auch ge-nutzt wird.

Stellungnahme

Vorbemerkungen

Deutschland ist aktuell stark abhängig von fossilen Energieträgerimporten, die wiederholt zu exogenen Preisschocks und somit zu Belastungen für Verbraucher führen. **Erneuerbare Energien verringern diese Importabhängigkeit** und erhöhen damit die **Versorgungssicherheit** und die **Preisresilienz** gegenüber geopolitischen Ereignissen. Ein Energiesystem, das große Anteile an Windenergie und Photovoltaik aufweist, stärkt zudem den **Klimaschutz**. Deshalb ist eine massive Steigerung der installierten Leistung von Photovoltaik und Windenergieanlagen an Land entscheidend wichtig.

Aus diesem Grund unterstreichen wir die **besondere Bedeutung dieses Gesetzesvorhabens für die energiewirtschaftliche Zukunft Deutschlands**.

Die **unzureichende Konsultationsfrist** hat aber unter anderem zur Folge, dass das Zusammenwirken der vorliegenden geplanten Änderungen im EEG und des parallel zur Konsultation stehenden Netzanschlusspakets nicht ausreichend untersucht werden kann. So fördert das EEG bei der Windenergie an Land eine Maximierung des Stromertrags einer Anlage, während der Entwurf des Netzanschlusspakets die Einspeiseleistung neuer EE-Anlagen begrenzt. Es ist noch unklar, welche Auswirkungen das in der Praxis mit sich bringen wird. Klar ist aber, dass viele Regelungen nicht bereits 2027 in Kraft treten dürfen, weil sonst die Gefahr besteht, dass bereits weit fortgeschrittene Projekte eingestellt werden müssen. Dies unterminiert das hohe Gut der **Erwartungs- und Investitionssicherheit**.

Artikel 1

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Zu § 4 EEG (Ausbaupfade für erneuerbare Energien)

Wir begrüßen die Fortführung der Ausbaupfade für erneuerbare Energien. Dies sorgt für Planungssicherheit für Projektierer sowie Netzbetreiber und Investitionssicherheit in der Industrie.

Zu § 4a EEG (Strommengenpfad für erneuerbare Energien)

Die Streichung der Strommengenpfade für erneuerbare Energien bis 2030 ist eine konsequente Ableitung des 10-Punkte-Plans. Allerdings führt dies dazu, dass die Ermächtigung der BNetzA gem. § 28 Abs. 3a EEG, unter bestimmten Voraussetzungen Ausschreibungen um bis zu 30 % zu erhöhen, gekappt wird. Dies verhindert eine mögliche effektive und nachvollziehbare Nachsteuerung bei Ausschreibungen, sollte das 80 %-Ziel für erneuerbaren Strom im Jahr 2030 in Gefahr geraten.

Zu § 6 EEG (Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau)

Regelungsvorschlag 1:

Der Anwendungsbereich des § 6 sollte dahingehend erweitert werden, dass neben Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen auch Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen erfasst werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 6 Absatz 1, Absatz 3, Absatz 4 und Absatz 5 EEG 2023 wird jeweils das Wort „Freiflächenanlagen“ durch die Wörter „**Solaranlagen des ersten Segments**“ ersetzt.

Begründung:

§ 6 EEG schließt in seiner aktuellen Fassung Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ aus, obwohl diese den „Solaranlagen des ersten Segments“, also dem Ausschreibungssegment der Freiflächenanlagen, zugerechnet sind. Grund ist, dass § 6 Absatz 1 EEG auf „Freiflächenanlagen“ verweist. Gemäß § 3 Nummer 22 EEG sind diese definiert als „jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist“.

Wenn die Vorschrift stattdessen auf „Solaranlagen des ersten Segments“ verweisen würde, richtete sich die Definition nach § 3 Nummer 41a EEG 2023: „jede Freiflächenanlage und jede Solaranlage auf, an oder in einer baulichen Anlage, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand ist“.

Bauliche Anlagen dieser Art (sogenannte „sonstige bauliche Anlagen“) sind z. B. stillgelegte Deponien, ehemalige Tageabbauflächen, Kiesgruben oder Flughäfen sowie sonst versiegelte oder befestigte Flächen. PV-Anlagen, die dort errichtet werden, sind in Aufbau und Erscheinungsbild kaum von Freiflächenanlagen „auf der grünen Wiese“ zu unterscheiden. Sie sind ebenfalls geeignet, das Bild des öffentlichen Raumes in besonderem Maße zu prägen und damit relevant für die Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus¹.

Dadurch, dass diese Anlagen in § 6 EEG ausgeschlossen sind, können sich Betreiber solcher Anlagen, wenn sich die betroffenen Gemeinden finanziell beteiligen möchten, nicht auf § 6 EEG („dürfen anbieten“) stützen. Dadurch gehen sie erhöhte Strafbarkeitsrisiken ein. Zudem können sie vom Netzbetreiber keine, gemäß § 6 Absatz 5 EEG, Erstattung geleisteter Akzeptanzzahlungen an Kommunen verlangen.

Somit werden Betreiber von Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen davon abgehalten, den betroffenen Gemeinden eine finanzielle Teilhabe anzubieten, obwohl dies ein wichtiger Faktor für die Akzeptanz vor Ort und damit die Realisierbarkeit solcher Projekte ist.

Die vom VKU empfohlene Gesetzesänderung würde Betreibern diese Möglichkeit eröffnen. Dadurch würde die Akzeptanz von Freiflächenanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen gestärkt. Betroffene Kommunen erhielten die Chance, finanziell beteiligt zu werden.

Regelungsvorschlag 2:

Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments sollten Zahlungen an die Gemeinden oder Landkreise vom Netzbetreiber auch dann erstattet bekommen, wenn sie für Strommengen geleistet wurden, die gemäß EEG förderfähig sind, auch wenn die finanzielle Förderung nicht in Anspruch genommen wurde.

Umsetzungsempfehlung:

§ 6 Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

*„(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die Betreiber von Wind-energieanlagen an Land oder **Freiflächenanlagen Solaranlagen des ersten Segments** nach diesem*

¹ So auch Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 09.10.2023, BT-Drucksache 20/8657, S. 79

*Gesetz oder einer aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung **einen Anspruch auf eine Förderung haben**, eine Zahlung als Förderung erhalten haben oder einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber geleistet haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an eine Gemeinde oder einen Landkreis geleistet haben, können sie bis zur Höhe von insgesamt **0,3 Cent** pro Kilowattstunde die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Dies gilt auch für Strommengen, für die der Betreiber die finanzielle Förderung nicht in Anspruch genommen hat.**“*

Begründung:

Aktuell entwickelt sich der Markt zunehmend in Richtung integrierter Energiepark- und Hybridkonzepte, bei denen Erzeugungsanlagen mit Batteriespeichern kombiniert werden. Diese Entwicklung ist energiewirtschaftlich ausdrücklich zu begrüßen, da Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten und eine bedarfsgerechtere Einspeisung ermöglichen.

Gleichzeitig verändern solche Konzepte jedoch die Erlösstruktur der Projekte grundlegend. Ein zunehmender Teil der Erlöse wird künftig nicht mehr über die klassische Marktprämie des EEG erzielt, sondern über verschiedene Strom- und Flexibilitätsmärkte wie Day-Ahead-, Intraday- oder Regelenenergiemärkte.

Das EEG sollte einen Anreiz schaffen, betroffene Kommunen auch an diesen Erlösen zu beteiligen. Es wäre den Bürgerinnen und Bürgern schwer vermittelbar, wenn die Gemeinden nur an einem Teil der Stromerzeugung, nämlich den marktprämiengeförderten Strommengen, finanziell beteiligt werden. Hierfür müsste der Erstattungsanspruch gegen den Netzbetreiber auf Strommengen erweitert werden, die zwar gemäß EEG förderfähig sind, die aber in einer anderen Veräußerungsform als dem Marktprämienmodell, d. h. im Wege der „sonstigen Direktvermarktung“, veräußert werden.

Gerade jenen Projekten, die aus Sicht der Energiewende besonders wünschenswert sind, sollte eine vollumfängliche finanzielle Teilhabe der Kommunen ermöglicht werden.

Regelungsvorschlag 3:

Die Erstattungsmöglichkeit für die Kommunalabgabe in §6 Absatz 5 EEG sollte entsprechend dem Anstieg der zulässigen Kommunalabgabe auf 0,3 Cent/kWh erhöht werden.

Umsetzungsempfehlung:

§6 Absatz 5 EEG

„(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die Betreiber von Wind-energieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen nach diesem Gesetz oder einer aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung eine Zahlung als Förderung erhalten haben oder

einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber geleistet haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an eine Gemeinde oder einen Landkreis geleistet haben, können sie bis zur Höhe von insgesamt ~~0,2 Cent~~ 0,3 Cent pro Kilowattstunde die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.“

Begründung:

Es ist nachvollziehbar und zielführend, dass die Kommunalabgabe für Wind- und Solarprojekte an die örtlichen Kommunen von 0,2 ct/kWh auf 0,3 ct /kWh erhöht wird. Dies erhöht die Akzeptanz von EE-Anlagen und stärkt Kommunen.

Demzufolge sollten auch Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments Zahlungen an die Gemeinden oder Landkreise in Höhe von 0,3 ct/kWh vom Netzbetreiber vollumfänglich erstattet bekommen. Ansonsten wird die Anhebungsmöglichkeit in der Praxis kaum genutzt werden.

Zu § 9 Absatz 2b Entwurf EEG 2027 (Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung von Dach-PV-Anlagen)

Regelungsvorschlag:

Der VKU unterstützt, dass die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung bei Solaranlagen des zweiten Segments von bisher 60 Prozent auf 50 Prozent abgesenkt wird und auch unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems gelten soll.

Begründung:

Durch die Absenkung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von 60 Prozent auf 50 Prozent werden die Stromnetze in den Mittagsstunden noch effektiver vor einer Überlastung durch Dach-PV-Anlagen geschützt. Der Verlust an Jahresenergie beträgt je nach Anlagenausrichtung und Eigenverbrauch meist wenige Prozent, sofern kein Speicher genutzt wird. Im Gegenzug dazu kann der Netzbetreiber eine dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung verlässlich in der Netzplanung und -konzeption berücksichtigen. Dieses Instrument unterstützt so die Integration weiterer EE-Anlagen in die Stromnetze. Zugleich wird es für Betreiber von Dach-PV-Anlagen noch attraktiver, in Speicher zu investieren. Diese nehmen die mittäglichen Leistungsspitzen auf und speisen sie abends/nachts zu höheren Marktwerten ins Netz ein.

Die Argumentation basiert auf der Form der PV-Leistungsdauerlinie:

- PV-Anlagen erreichen ihre Nennleistung nur für wenige Stunden im Jahr.
- Die jährliche Energie entsteht überwiegend bei Leistungen deutlich unterhalb der installierten Leistung.

- Die Kappung betrifft nur die kurzen Mittagsspitzen an sehr sonnigen Tagen, wo zudem oftmals auch eine marktliche Abregelung bei direkt vermarkteten Anlagen eintritt.
- Daher ist die Reduktion der **Jahresenergie** wesentlich kleiner als die Reduktion der **Maximalleistung**.

Zu § 19 Absatz 1 Nummer 2, § 20 Satz 1 Nummer 1, § 21 Absatz 1 Entwurf EEG 2027 (Einspeisevergütung, Direktvermarktung, Netzbetreiberabnahme)

Regelungsvorschlag 1:

Der VKU unterstützt grundsätzlich die Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen unter der Maßgabe einer ausreichenden Übergangsregelung (siehe Regelungsvorschlag 2). Es ist sachgerecht, in Zukunft nur noch direktvermarkteten Strom zu fördern. Dies sollte allerdings auch für Anlagen unter 25 kW gelten.

Begründung:

Durch die Änderung in § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2027 wird – parallel zu den entsprechenden Anpassungen bei den Veräußerungsformen nach §§ 21 und 21b EEG 2027 – die bisherige Einspeisevergütung (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023) abgeschafft. Neu aufgenommen wird hingegen ein befristeter Zahlungsanspruch im Rahmen der Netzbetreiberabnahme („Befristete Übergangszahlungen“), dessen Höhe sich nach dem anzulegenden Wert minus 1 Cent/kWh richtet (§ 53 Abs. 1) und der für Anlagen bis 50 kW für die Dauer von maximal 36 Monaten gezahlt wird, bei Inbetriebnahme bis Ende 2027 (Anlagen < 50 kW) bzw. Ende 2028 (Anlagen < 25 kW) bzw. Ende 2029 (Anlagen < 7 kW).

Betroffen von diesen Änderungen sind insbesondere Dach-PV-Anlagen, die bei hohen Eigenverbrauchsquoten nicht mehr auf Förderung angewiesen sind. Der VKU unterstützt daher den Wegfall der Einspeisevergütung. Hinzu kommt, dass das System der Einspeisevergütung wenig Anreiz bietet, die Stromeinspeisung konsequent an Strompreissignalen auszurichten.

Für direktvermarkteten Strom sollte es jedoch weiterhin eine Förderung geben. Durch die Änderung in § 20 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027 wird das Förderinstrument der Marktprämie jedoch nur für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 kW bereitgestellt. Hierfür ist kein triftiger Grund erkennbar. Umso verwirrender ist es, dass im neuen § 50c für eine Anlage unter 25 kW ein Bonus für Strom in der sonstigen (ungeförderten) Direktvermarktung vorgesehen ist.

Gerade in Verbindung mit der Pauschalooption nach § 19 Absatz 3c EEG, die auf PV-Anlagen bis 30 kW installierter Leistung begrenzt ist, sollte das Marktprämienmodell zumindest für sämtliche PV-Anlagen, die diese Option nutzen, zugänglich sein.

Anderenfalls stünde die Pauschalooption aus wirtschaftlicher Sichtweise faktisch nur Anlagen zwischen 25 kW und 30 kW installierter Leistung offen. Dies würde die Anreize für einen marktpreisorientierten Betrieb kleiner PV-Anlagen deutlich reduzieren und die Erschließung zusätzlicher Flexibilitätpotenziale im Endkundenmarkt erschweren.

Darüber hinaus sollte in Erwägung gezogen werden, den vorgeschlagenen befristeten Bonus für auf sonstige Weise direkt vermarkteten Strom in Höhe von 1,5 ct/kWh gemäß § 50c Absatz 4 in Verbindung mit Absatz 5 auf alle Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW auszuweiten. Eine solche Erweiterung würde den Übergang kleinerer Anlagen in die Direktvermarktung fördern und die Entwicklung entsprechender Geschäftsmodelle unterstützen. Aus Sicht des VKU sollte daher keine starre „Entweder-oder“-Regelung für Anlagen oberhalb beziehungsweise unterhalb von 25 kW installierter Leistung geschaffen werden. Stattdessen sollten die unterschiedlichen Förderinstrumente so ausgestaltet werden, dass sie den schrittweisen Einstieg in die Direktvermarktung unterstützen und die Nutzung nachfrageseitiger Flexibilität stärken. Nur so können die notwendigen Marktstrukturen und Geschäftsmodelle für eine breite Beteiligung kleiner PV-Anlagen am Strommarkt entstehen.

Regelungsvorschlag 2:

Auch Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 50 und 100 kW sollten übergangsweise einen Anspruch auf befristete Übergangszahlungen nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 erhalten, bevor ab 01.01.2030 die verpflichtende Direktvermarktung für alle Anlagen bis 100 kW eingeführt wird.

Begründung:

Perspektivisch sollten alle Anlagen bis 100 kW in die Direktvermarktung einbezogen werden.

Jedoch fehlt es aktuell noch an den technischen Voraussetzungen sowie standardisierten und massentauglichen Prozessen, ohne die eine Direktvermarktung im Segment bis 100 kW (nicht nur bis 50 kW!) in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich durchführbar ist.

Um die Anforderungen der Direktvermarktung zu erfüllen, benötigen die Anlagen ein intelligentes Messsystem (iMSys) und eine Steuerungseinrichtung. Allerdings wird der flächendeckende Rollout von iMSys und Steuerboxen noch einige Jahre in Anspruch nehmen. Hinzukommt, dass die erforderlichen IT-Systeme noch aufgebaut und zwischen den Marktteilnehmern harmonisiert werden müssen, damit der Anmeldeprozess automatisiert ablaufen kann. Zudem sind Daten- und Marktprozesse nicht standardisiert. Daraus resultieren hohe Abstimmungsbedarfe und viele Klärfälle. Der Personalaufwand ist riesig.

Wenn die Übergangszahlungen nicht auf das gesamte Segment bis 100 kW erstreckt wird, könnte dies dazu führen, dass Dächer nur noch teilweise mit PV-Modulen belegt werden, um die Menge an Überschussstrom möglichst zu begrenzen. Mit kleinen Überschussmengen werden die Dachanlagen für Direktvermarkter aber noch uninteressanter. Dies liefe dem Ziel zuwider, die Direktvermarktung von Kleinanlagen als Geschäftsfeld zu stärken. Denn dies gelingt eher, wenn die Menge an Überschussstrom groß genug ist, um den Aufwand der Direktvermarktung zu rechtfertigen. Dafür sollten die Dachflächen vollständig mit PV-Modulen belegt sein.

Daher begrüßt der VKU, dass übergangsweise die Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme zur Verfügung stehen soll. Gemäß dem Referentenentwurf soll die Netzbetreiberabnahme jedoch nur bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 kW mit befristeten Übergangszahlungen vergütet werden. Bei Inbetriebnahme ab 2028 soll der Schwellenwert sogar auf 25 kW und bei Inbetriebnahme ab 2029 auf 7 kW sinken.

Aus den genannten Gründen sollten alle Anlagen bis 100 kW die befristete Übergangszahlung bis zum 01.01.2030 erhalten, weil die Schaffung massentauglicher Direktvermarktungsprozesse Zeit in Anspruch nehmen wird.

Da die beschriebenen Direktvermarktungsvoraussetzungen im gesamten Segment bis 100 kW noch fehlen, besteht auch kein Grund, bei den Übergangszeiträumen nach der Anlagenleistung zu differenzieren. Der letztmögliche Inbetriebnahmezeitpunkt für die Berechtigung zur Inanspruchnahme der befristeten Übergangszahlungen sollte für alle Anlagen bis 100 kW einheitlich der 31.12.2029 sein. Wenn die Übergangsfristen nach Anlagengröße gestaffelt sind, entstehen für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Marktpartner eine Vielzahl unterschiedlicher Fristläufe, die individuell überwacht, dokumentiert und prozessiert werden müssen. Dies führt zu erheblicher Komplexität in Abrechnung, Marktkommunikation und Vermarktungswechseln. Auch in der Projektierung entsteht ein deutlicher bürokratischer Mehraufwand. Es droht schwierige Kundenkommunikation ohne erkennbaren Mehrwert.

Ein einheitlicher Stichtag würde dagegen die Prozesse deutlich vereinfachen, den Verwaltungsaufwand reduzieren und allen Marktakteuren einen planbaren Übergang in die Direktvermarktung ermöglichen.

Zu § 21d Absatz 1 – Zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor

Regelungsvorschlag:

Die Ausgestaltung des zweiseitigen Differenzvertrages sollte mit einem Marktwertkorridor erfolgen.

Begründung:

Im Sinne der besseren Marktintegration ist eine Ausgestaltung des produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrages *mit einem Marktwertkorridor* notwendig, um markt- und netzdienliche Anlagentechniken refinanzieren zu können und ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten.

Zudem sorgt dies für weniger Umstellungsaufwand und einen geringeren Aufwand bei der Zahlung des Refinanzierungsbeitrages in Hochpreisjahren.

Zu § 21c Absatz 1 Satz 2 (Unentgeltliche Abnahme)

Regelungsvorschlag:

Für Anlagen ohne aktive Zuordnung sollte bis zur aktiven Änderung die bisher geltende Zuordnung gelten mit einer Hinweispflicht des Netzbetreibers.

Umsetzungsempfehlung:

§ 21c Absatz 1 Satz 2

„Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten **bis zu einer aktiven Änderung der Veräußerungsform weiterhin** als der **bisher geltenden** Veräußerungsform ~~der Netzbetreiberabnahme in der Variante der unentgeltlichen Abnahme~~ zugeordnet. **Der Netzbetreiber hat den Anlagenbetreiber rechtzeitig und in geeigneter Weise über das Fortbestehen der bisherigen Zuordnung, die verfügbaren Veräußerungsformen sowie die Folgen einer ausbleibenden Zuordnungsentscheidung zu informieren.**“

Begründung:

Aus Sicht des VKU ist es nicht sachgerecht, Anlagenbetreiber allein aufgrund einer unterbliebenen aktiven Zuordnungsentscheidung automatisch in die unentgeltliche Abnahme fallen zu lassen. Insbesondere für Privatkunden und Betreiber kleiner PV-Anlagen führt dies dazu, dass nach Ablauf von Übergangsfristen Vergütungsansprüche nicht lediglich sinken, sondern vollständig entfallen. Die wirtschaftlichen Folgen eines bloßen Fristversäumnisses wären damit unverhältnismäßig. Gleichzeitig sind aufgrund der Komplexität der Vermarktungsoptionen und der erforderlichen Wechselprozesse zahlreiche Fehlzuordnungen und Beschwerden zu erwarten. Die Fortgeltung der bisherigen Zuordnung bis zu einer aktiven Änderung durch den Anlagenbetreiber sowie eine ausdrückliche Hinweispflicht des Netzbetreibers stellen daher eine verbraucherfreundliche, verwaltungsarme und praxistaugliche Lösung dar, die unnötige Konflikte vermeidet und die Akzeptanz der neuen Regelungen erhöht.

Zu § 21d Absatz (1) Entwurf EEG 2027 (Claw-Back ab 100 kW)

Regelungsvorschlag:

Die Anwendung des Claw-Back-Mechanismus (d. h. die Rückzahlung vom Anlagenbetreiber an den Staat in Hochpreisjahren), sollte für Anlagen ab einer installierten Leistung von 200 kW gelten. Klär- und Deponiegasanlagen dürfen zudem gegenüber anderen Biomasseanlagen nicht schlechter gestellt werden und sollten ebenfalls von der Zahlungspflicht befreit werden.

Umsetzungsempfehlung:

In § 21d Absatz 1 wird die Zahl „100“ durch die Zahl **“200“** ersetzt.

§ 21d Absatz 2 wird wie folgt geändert:

„(2) Der Refinanzierungsbeitrag ist nicht zu zahlen für erzeugte und in das Netz eingespeiste Strommengen aus Biomasseanlagen, ~~ausgenommen~~ Klär- und Deponiegasanlagen, und in Fällen von § 19 Absatz 4 und 5.“

Begründung:

Europarechtlich ist die Anwendung des Claw-Back-Mechanismus (d. h. einer Rückzahlung vom Anlagenbetreiber an den Staat in Hochpreisjahren) erst für Anlagen ab einer Größe von 200 kW verpflichtend vorgesehen. Genau wie beim Auszahlen der Marktprämie werden diese Zahlungen über den Netzbetreiber abgewickelt. Da die Anzahl der betroffenen Anlagen mit dem Absinken der Abschöpfungsschwelle exponentiell ansteigt, sind bei der bislang vorgesehenen Schwelle von 100 kW deutlich mehr Anlagen betroffen als bei der europarechtlichen Mindestvorgabe von 200 kW. Dies führt zu einem deutlichen Mehraufwand für die Netzbetreiber, da entsprechende Abrechnungen und Inkassoprozesse vorgehalten werden müssen.

Da es sich bei Anlagen bis 200 kW ausschließlich um PV-Anlagen handelt, die perspektivisch, aufgrund des hohen Zubaus und dementsprechend geringerer Marktwerte im Sommer, nur in extremen Ausnahmefällen von einer Preisabschöpfung betroffen sein werden, ist der Nutzen einer Absenkung der Schwelle auf 100 kW nicht zu rechtfertigen.

Klär- und Deponiegasanlagen, die gemäß § 3 Biomasseverordnung nicht als Biomasseanlagen gelten, dürfen gegenüber anderen Biomasseanlagen nicht benachteiligt werden und sollten daher ebenfalls von der Zahlungspflicht ausgenommen werden. Die Stromerzeugung erfolgt prozessbedingt im Rahmen der kommunalen Abwasserentsorgung und nicht mit dem Ziel, marktbedingte Übergewinne zu erzielen. Der Refinanzierungsbeitrag entzieht den kommunalen Betrieben finanzielle Mittel, die für die energetische Verwertung des Klärgases, die Aufrechterhaltung eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebs sowie die Erfüllung ihrer Aufgaben der Daseinsvorsorge benötigt werden.

Regelungsvorschlag 2:

Es muss sichergestellt werden, dass Netzbetreiber, die die Vergütung bzw. den Refinanzierungsbeitrag abwickeln, nicht das Ausfall- und Insolvenzrisiko aus offenen Rückzahlungsansprüchen durch EE-Betreiber in Jahren mit Refinanzierungsbeitrag tragen. Diese Risiken sollten über das EEG-Konto bzw. einen zentralen Abwicklungsmechanismus abgesichert werden, so dass Netzbetreiber lediglich die technische Abwicklung übernehmen und nicht als Inkassostelle mit Forderungsausfallrisiken auftreten müssen.

Begründung:

Netzbetreiber haben einen erheblichen Abrechnungs-, Prüf- und Inkassoaufwand durch die Abwicklung der zweiseitigen Differenzverträge zur Förderung erneuerbarer Energien. Sie sollten nicht auch noch das Ausfall- und Insolvenzrisiko aus offenen Rückzahlungsansprüchen tragen. Diese Risiken sollten über das EEG-Konto bzw. einen zentralen Abwicklungsmechanismus abgesichert werden, so dass Netzbetreiber lediglich die technische Abwicklung übernehmen und nicht als Inkassostelle mit Forderungsausfallrisiken auftreten müssen.

Zu § 21e EEG (Opt-Out-Möglichkeit CfD)

Der VKU begrüßt die grundsätzliche Möglichkeit eines einmaligen Opt-Outs aus der Förderung innerhalb der ersten 10 Förderjahre. Dies stellt einen Anreiz zur frühzeitigen besseren Marktintegration dar.

Neuer § 21f EEG (Opt-In-Möglichkeit CfD)**Regelungsvorschlag:**

Dem bezuschlagten Anlagenbetreiber wird zu Beginn des Förderzeitraums die Möglichkeit gewährt, für einen definierten Zeitraum auf den Förder- und dementsprechend auch Rückzahlungsanspruch zu verzichten. Er kann zu einem späteren Zeitpunkt in das Fördermodell wechseln. Der grundsätzlich förderfähige Zeitraum von 20 Jahren ab dem Beginn des kommerziellen Betriebs der Anlage bleibt hiervon unberührt.

Umsetzungsempfehlung:

Neuer § 21f EEG – Opt-In-Möglichkeit CfD

„Aussetzen des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf die Marktprämie zu Beginn des Förderzeitraums:

Wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Bezuschlagung in einer Ausschreibung und mindestens einen Monat vor Inbetriebnahme der Anlage in Textform mitteilen, dass sie für den in der Anlage erzeugten Strom temporär, mindestens jedoch ein Jahr und maximal fünf Jahre, keine Förderung nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 mehr in Anspruch nehmen werden, entfällt ab Inbetriebnahme der Anlage für den angekündigten Zeitraum

1. der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und
2. die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d Absatz 1.

Die Mitteilung kann einmalig bis mindestens einen Monat vor Inbetriebnahme der Anlage erfolgen.“

Begründung:

Diese Möglichkeit bietet Anreize zum Abschluss von PPA und damit einem möglichst marktlichen Zubau, ohne dass sich die Finanzierungsbedingungen der Anlage verschlechtern. Mit dem Vorschlag können die Finanzierungskosten von Neuanlagen reduziert und die Marktintegration erhöht werden.

Zu § 28 Absatz 2 Entwurf EEG 2027 (Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land)

Regelungsvorschlag:

Der VKU unterstützt, dass die angekündigten **zusätzlichen Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land** in Höhe von 12 GW in den Gesetzentwurf aufgenommen wurden. Es ist zu begrüßen, dass diese auf die Jahre 2027-2029 verteilt erfolgen.

Begründung:

Durch diese Sonderausschreibungen wird eine Erreichung von 80 % EE-Strom in 2030 wahrscheinlicher, da die Umsetzung der deutlich gestiegenen Genehmigungszahlen erleichtert wird.

Somit kann ein erheblicher Realisierungsstau genehmigter Vorhaben, der den dringend erforderlichen Ausbau der Windenergie verzögert und die Erreichung der energiepolitischen Ausbauziele gefährdet, verhindert werden.

Zu §§ 28a Absatz 2, 28b Absatz 2 Entwurf EEG 2027 (Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments)

Regelungsvorschlag:

Der VKU unterstützt es, dass die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments neu justiert werden, um einen noch stärkeren Fokus auf Freiflächen-PV zu legen.

In § 28a Absatz 2 sollte klargestellt werden, dass mit 14.000 MW das jährliche Ausschreibungsvolumen für PV-Freiflächenanlagen gemeint ist.

Begründung:

Freiflächen-PV weist im Vergleich zu Dach-PV deutlich geringere Stromgestehungskosten auf, was den Förderbedarf reduziert. Durch die geplante Verteilung der jährlichen Ausschreibungsmengen für die Jahre 2027 bis 2032 (Freiflächen-PV: 14 GW, Dach-PV: 1,5 GW), wird der Ausbau noch stärker als bisher auf die Freifläche gelenkt. Damit wird die Kosteneffizienz des EEG verbessert, der Bundeshaushalt weniger belastet und die Akzeptanz des EEG in der Bevölkerung gestärkt.

Gemäß § 28a Absatz 2 Entwurf EEG 2027 beträgt das Ausschreibungsvolumen „in den Jahren 2027 bis 2032 14.000 Megawatt zu installierende Leistung“. Vermutlich aufgrund eines redaktionellen Versehens wurde vergessen, durch das Wort „jeweils“ klarzustellen, dass 14.000 MW pro Jahr gemeint sind.

Zu § 28c Absatz 2 Entwurf EEG 2027 (Ausschreibungsmengen für Biomasse)

Regelungsvorschlag:

Der VKU empfiehlt, das für 2027 bis 2032 vorgesehene Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen deutlich anzuheben.

Begründung:

Gemäß § 28c Absatz 2 Entwurf EEG 2027 beträgt das Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 1000 Megawatt zu installierende Leistung, in den Jahren 2029 und 2030 jeweils 750 Megawatt zu installierende Leistung und in den Jahren 2031 und 2032 jeweils 500 Megawatt zu installierende Leistung. Diese Mengen sind nicht ausreichend, um die Stilllegung vieler Biomasseanlagen und damit der ersatzlose Wegfall erneuerbarer Strom- und Wärmeversorgung abzuwenden.

Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen waren im Jahr 2023 und 2024 stark überzeichnet. Im Oktober 2023 und im April 2024 war die Gebotsmenge mehr als dreimal so groß wie die ausgeschriebene Menge. Im Oktober 2025 betrug die Gebotsmenge mit 940 MW fast das Doppelte der vorgesehenen Gebotsmenge von 500 MW.

Die allermeisten Gebote wurden in diesem Zeitraum jeweils für Bestandsanlagen eingereicht, die eine Anschlussförderung anstreben, um weiterhin Strom und Wärme produzieren zu können.

Ohne eine Anhebung der Ausschreibungsmengen droht die Stilllegung vieler Biomasseanlagen und damit der ersatzlose Wegfall erneuerbarer Strom- und Wärmeversorgung.

Hinzukommt, dass die Ausschreibungsmengen im Zusammenhang mit der Verschärfung der Flexibilisierungsanforderungen durch das Biogaspaket vom Januar 2025 gesehen werden müssen: Gefördert werden nur die Kilowattstunden, die in den 11.680 Betriebsviertelstunden/Jahr eingespeist werden, in denen die Anlage die höchste Einspeisung hatte, wobei sich die Zahl der förderfähigen Betriebsviertelstunden im Laufe der Förderdauer noch weiter reduziert.

Diesem Umstand müssen die künftigen Ausschreibungsmengen Rechnung tragen. Denn um im bisherigen Umfang Strom und Wärme zu erzeugen und hierfür eine Anschlussförderung gemäß EEG zu erhalten, müssen Bestandsanlagen ihre installierte Leistung und damit auch die Gebotsmenge in der Ausschreibung deutlich erhöhen. Ohne eine entsprechende Anhebung der Ausschreibungsmenge wird das Maß an Überzeichnung weiter zunehmen und noch mehr Biogasanlagen droht die Stilllegung.

Zu § 36d EEG (Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land)

Regelungsvorschlag:

Der VKU begrüßt, dass die Höhe der Entgelte, die Anlagenbetreiber an Grundstückseigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land sowie Nebenanlagen zahlen, begrenzt wird (Pachthöhenbegrenzung). Der VKU hatte in diesem Zusammenhang einen Wert zwischen 3 und 5 % der jährlichen Umsatzerlöse vorgeschlagen.

Der VKU schlägt dazu die folgenden Anpassungen vor:

1. Die Entgeltbegrenzung sollte auf alle Anlagen erweitert werden, die in einem funktionalen Verhältnis zu Windenergieanlagen stehen, damit auch Hybridparks und Co-Location-Parks erfasst sind.
2. Die Entgeltbegrenzung sollte nicht für Anlagen gelten, deren Genehmigungsantrag vor dem Zeitpunkt des Kabinettsbeschlusses vollständig gemäß § 10 Abs. 3 BImSchG ist, und deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2029 ermittelt worden ist.
3. Der Anlagenbetreiber sollte gegenüber dem Netzbetreiber eine Eigenerklärung darüber abgeben, dass er die Entgeltbegrenzung einhält.

Begründung:

Allgemein

Die Nachfrage nach Flächen für Windenergie hat die Flächenpachten in Höhen getrieben, die unter Projektierern einen Verdrängungswettbewerb ausgelöst haben.

Je nach Wettbewerbssituation in den EEG-Ausschreibungen werden die Pachtkosten in die Zuschlagswerte eingepreist. Damit belasten sie nicht nur das EEG-Konto, sondern schmälern auch die Einnahmen aus der Übergewinnabschöpfung, die Teil des neuen Fördermechanismus (Contracts for Difference, CfD) sein wird. Die überhöhten Pachten sind auch dann ein Problem, wenn es Projektierern nicht gelingt, sie in die Zuschlagswerte einzupreisen. Nicht selten versuchen Projektierer in anschließenden Nachverhandlungen, die ursprünglich zugesagten Pachten nach unten zu drücken. Bei manchen Unternehmen scheint dies von vornherein eingeplant zu sein. Akteure, die Verantwortung vor Ort tragen, können es sich nicht erlauben, taktisch überhöhte Pachtversprechen abzugeben. Gerade Stadtwerke sehen sich einem unlauteren Flächenwettbewerb ausgesetzt. Zu beachten ist auch, dass überhöhte Pachten auf Kosten der Rendite des investierenden Unternehmens gehen. Für Stadtwerke bedeutet das: weniger Mittel für Akzeptanzmaßnahmen, Bürgerbeteiligung und Energiewendeinvestitionen. Daher begrüßt der VKU die Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land ausdrücklich.

Zu 1.

Um eine Umgehung der Entgeltbegrenzung zu verhindern, ist bei hybriden Vorhaben (z. B. Kombination von PV, Wind und Speicher auf derselben Fläche) eine einheitliche Bewertung erforderlich.

Ansonsten könnten überhöhte Entgelte für die Errichtung und den Betrieb zum Beispiel von PV-Anlagen oder Batteriespeichern auf demselben Grundstück, auf dem die Windenergieanlagen errichtet werden, vereinbart werden, ohne dass die Pönalen nach § 53a EEG 2027 anfallen.

Zu 2.

Wie in der Begründung zu § 36d Abs. 3 Nr. 4 zutreffend ausgeführt wird, werden Grundstücksnutzungsverträge bereits deutlich vor der Teilnahme an den Ausschreibungen geschlossen. Das BMWE geht daher recht in der Annahme, dass die Nutzungsverträge für Anlagen, die im Jahr 2027 an den Ausschreibungen teilnehmen werden, bereits vor Bekanntwerden der Regelungen zur Begrenzung der Pachthöhen geschlossen wurden. Nach Einschätzung des VKU ist nicht auszuschließen, dass dies auch für Anlagen gilt, die im Jahr 2028 an den Ausschreibungen teilnehmen. Daher spricht sich der VKU für eine Verlängerung der Übergangsvorschrift um ein Jahr aus. Diese Verlängerung sollte jedoch nur für weit entwickelte Projekte gelten. Um diese von weniger weit entwickelten Projekten abzugrenzen, könnte auf den Zeitpunkt der Vollständigkeit des Genehmigungsantrags abgestellt werden. Liegt dieser vor dem Zeitpunkt des Kabinettsbeschlusses, würde die Pachthöhenbegrenzung nicht gelten, sofern der anzulegende Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2029 ermittelt worden ist.

Zu 3.

Es ist nicht erkennbar, woraus sich für den Netzbetreiber tatsächliche Anhaltspunkte dafür ergeben sollen, dass die Pachthöhenbegrenzung nicht eingehalten wird. Daher sollte zusätzlich eine Eigenerklärung des Anlagenbetreibers vorgesehen werden.

Zu § 36h Absatz 1 Entwurf EEG 2027 (Referenzertragsmodell)

Regelungsvorschlag:

Der VKU unterstützt, dass der Korrekturfaktor in der Südregion für 50-Prozent-Standorte von 1,55 auf 1,65 erhöht wird. Es bedarf zudem einer weiteren Prüfung für eine weitere Verbesserung der Korrekturfaktoren für Schwachwindstandorte.

Da die Pachthöhenbegrenzung windstarken Standorten einen Vorteil verschafft (dort sind bislang besonders drastische Pachthöhen zu beobachten), sollte eine Anhebung der Korrekturfaktoren für alle Standortgüten unabhängig der jeweiligen Region unterhalb von 100 Prozent geprüft werden.

Begründung:

Gerade in Süddeutschland ist der Windenergieausbau besonders wichtig für eine kosteneffiziente und resiliente Energiewende. Hinzukommt, dass gerade hier die Genehmigungszahlen stark gestiegen sind. Jedoch besteht insbesondere für diese Standorte durch den erhöhten Wettbewerb in den Ausschreibungen das Risiko, keinen Zuschlag zu erhalten und deshalb nicht realisiert werden zu können. Um süddeutschen Standorten Zuschlagschancen in den Ausschreibungen zu ermöglichen, ist es sinnvoll, den Korrekturfaktor in der Südregion für 50-Prozent-Standorte von 1,55 auf 1,65 zu erhöhen.

Aufgrund der vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den neuen Regulierungen; Pachthöhenbegrenzung, Umstellung auf CfD-Förderung, Redispatch-Vorbehalt, begrenzte Anschlussleistung; ist es gut möglich, dass der Bedarf für weitere Anpassungen beim Korrekturfaktor für Schwachwindanlagen besteht. Insbesondere der weitere Ausbau von Windenergieanlagen in Süddeutschland ist von großer Bedeutung und hier spielt der Korrekturfaktor die entscheidende Rolle.

Die Pachthöhenbegrenzung verschafft windstarken Standorten einen relativen Vorteil ggü. windschwächeren. Dort sind bislang besonders drastische Pachthöhen zu beobachten. Die Einspareffekte infolge einer Pachthöhenbegrenzung sind daher bei windstarken Standorten besonders groß. Um zu verhindern, dass sich dieser Vorteil verzerrend auf die Ausschreibungen auswirkt, sollte eine Anhebung der Korrekturfaktoren für alle Standortgüten unterhalb von 100 Prozent geprüft werden.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Begrenzung der Korrekturfaktoren je nach Ausbauregion (Küstenregion auf 80-Prozent-Standorte, Region Mitte-Nord auf 70-Prozent-Standorte etc.) sollte zunächst im Hinblick möglicher Wechselwirkungen mit den Regelungen zur systemdienlichen Anschlussleistung im Netzanschlusspaket geprüft werden. Grundsätzlich ist das Ziel eines regional verteilten Windenergieausbaus richtig. Jedoch ist es wichtig, darauf zu achten, dass die geplanten Maßnahmen nicht zu weit gehen und der Ausbau in einzelnen Regionen durch Kürzung beim Korrekturfaktor unattraktiv wird.

Da eine unverzügliche Absenkung auch weit fortgeschrittene oder sogar genehmigte Projekte beeinträchtigen würde, sind die Übergangsregelungen nach § 36h 1a und 1b zu begrüßen. Dies ist elementar für die Investitionssicherheit und für den Bestandsschutz von Projekten, die bereits fortgeschritten sind.

Zu §§ 39j – 39m EEG (Ausschreibungen für Biomethananlagen)

Regelungsvorschlag:

Die Ausschreibungen für Biomethananlagen sollten keinesfalls gestrichen werden. Vielmehr sollten die Teilnahmebedingungen so angepasst werden, dass eine wirtschaftliche Realisierbarkeit von Projekten ermöglicht wird. Dazu gehören eine bundesweite Öffnung, realistische Höchstwerte sowie die Anhebung und Indexierung des Flexibilitätszuschlags auf mindestens 130 Euro/kW·a. Eine Aufhebung darf erst erfolgen, wenn ein gleichwertiges, beihilferechtlich genehmigtes und bankfähiges Nachfolgeinstrument tatsächlich wirksam ist.

Begründung:

Das EEG ist derzeit der einzige etablierte und grundsätzlich bankfähige Investitionsrahmen für neue hochflexible Biomethan-KWK. Seine ersatzlose Abschaffung würde laufende Projektentwicklungen von Stadtwerken und kommunalen Wärmenetzbetreibern gefährden und die Dekarbonisierung bestehender Wärmeversorgungskonzepte erschweren.

Das Argument, dass „die wertvolle Bioenergie zukünftig in anderen Sektoren benötigt wird“, überzeugt nicht. Flexible Biomethan-KWK stellt gleichzeitig erneuerbaren Strom, erneuerbare Wärme, gesicherte Leistung und Speicherfähigkeit bereit. Der Einsatz von Biomethan in systemdienlichen KWK-Anlagen muss gegenüber der reinen Wärmeerzeugung (Biotreppe, Grüngasquote) mindestens gleichrangig berücksichtigt werden.

Die Biomethanverstromung per Gesetzesbeschluss zu beenden, würde den eigenen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen zuwiderlaufen. Geplante Investitionen, die zur Erreichung der Klimaziele beitragen, würden verhindert.

Die geringe Beteiligung an den bisherigen Biomethanausschreibungen belegt keinen fehlenden Bedarf. Sie weist vielmehr auf strukturelle Defizite des Ausschreibungsdesigns hin, insbesondere die Beschränkung auf die Südregion, nicht hinreichend kostendeckende Höchstwerte und konkurrierende Anreizsysteme in anderen Sektoren. Die sachgerechte Konsequenz ist eine Reform des Instruments, nicht dessen Abschaffung.

Für bereits erteilte Zuschläge und laufende Projekte ist ein vollständiger Bestandsschutz einschließlich Realisierungsfristen, Projektänderungen und Flexibilitätszuschlag sicherzustellen.

Der Flexibilitätszuschlag muss von 100 auf 130 Euro/kW a erhöht werden, da die gestiegenen Investitions-, Speicher- und Finanzierungskosten nicht mehr abgebildet werden können.

Zu § 48a (Mieterstromzuschlag)

Regelungsvorschlag:

Der Mieterstromzuschlag sollte einheitlich auf 2,5 ct/kWh festgelegt werden.

Begründung:

Der VKU begrüßt den Erhalt des Mieterstromzuschlags. Durch den Wegfall der EEG-Vergütung verschlechtert sich jedoch die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten, insbesondere bei der Nachrüstung von Bestandsgebäuden. Ein höherer Mieterstromzuschlag ist daher erforderlich, um weiterhin Investitionsanreize zu setzen.

Zudem leistet Mieterstrom einen hohen energiewirtschaftlichen Mehrwert. Er fördert den PV-Ausbau in urbanen Verbrauchszentren, ermöglicht die Stromerzeugung unmittelbar am Verbrauchsort und reduziert dadurch Netztransporte. Im Vergleich zu überwiegend einspeisenden Anlagen sind die Netzauswirkungen geringer, so dass die Netzinfrastuktur entlastet und zusätzlicher Ausbaubedarf vermieden werden kann.

Die mit einer Anhebung auf 2,5 ct/kWh verbundenen Mehrkosten bleiben aufgrund des vergleichsweise geringen jährlichen Mieterstromzubaues überschaubar. Dem stehen erhebliche Vorteile für den urbanen PV-Ausbau, die Teilhabe von Mieterinnen und Mietern an der Energiewende sowie die effiziente Nutzung bestehender Netzinfrastuktur gegenüber.

Zu § 50c (Direktvermarktungsbonus)

Regelungsvorschlag:

Es sollte in Erwägung gezogen werden, den vorgeschlagenen befristeten Bonus für auf sonstige Weise direkt vermarkteten Strom in Höhe von 1,5 ct/kWh gemäß § 50c Absatz 4

in Verbindung mit Absatz 5 auf alle Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW auszuweiten.

Begründung:

Eine Ausweitung des Direktvermarktungsbonus auf alle Anlagen bis 100 kW würde den Markthochlauf der Direktvermarktung deutlich unterstützen. Sie schafft Anreize für Betreiber kleinerer Anlagen, frühzeitig in die Direktvermarktung einzusteigen, und fördert damit die Entwicklung und Etablierung wirtschaftlich tragfähiger sowie massengeschäftstauglicher Prozesse und Geschäftsmodelle.

Dies ist insbesondere für kleinere Anlagen von Bedeutung, da sich die erforderlichen Vermarktungsstrukturen und digitalen Prozesse nur bei ausreichender Marktdurchdringung effizient entwickeln können.

Aus Sicht des VKU sollte daher keine starre „Entweder-oder“-Regelung für Anlagen oberhalb beziehungsweise unterhalb von 25 kW installierter Leistung geschaffen werden. Stattdessen sollten die verschiedenen Förderinstrumente so ausgestaltet werden, dass sie einen schrittweisen Einstieg in die Direktvermarktung ermöglichen und zugleich die Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten stärken. Nur auf diese Weise können die erforderlichen Marktstrukturen, Prozesse und Geschäftsmodelle entstehen, um eine breite Beteiligung kleiner PV-Anlagen am Strommarkt zu gewährleisten.

Zu § 53a (Zahlungen bei überhöhten Entgelten für die Nutzung von Grundstücken für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen an Land)

Regelungsvorschlag:

Der VKU schlägt eine Staffelung der Pönalzahlung vor, die danach unterscheidet, in welchem Ausmaß Anlagenbetreiber die zulässige Entgelthöhe überschritten haben.

Begründung:

Nach dem geplanten § 53a lösen geringfügige Überschreitungen dieselbe Sanktion aus wie erhebliche Verstöße. Dies wird dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit nicht gerecht.

Zu § 80 EEG (Doppelvermarktungsverbot)

Regelungsvorschlag:

(2) „Anlagenbetreiber, die eine Zahlung nach § 19 oder § 50 für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erhalten, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des

*Stroms belegt, für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen werden. Die Sätze 1 und 2 sind nicht **auf Regionalnachweise nach § 79a oder sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht wurde, anzuwenden.***“

Begründung:

Im EEG sollte klargestellt werden, dass die Nutzung von Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Anlagen zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen zulässig bleibt. Die entsprechenden Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 ermöglichen während der Übergangsphase ausdrücklich die Nutzung von Strom aus bestehenden erneuerbaren Anlagen. Zur Wahrung der Kohärenz zwischen EEG und den Anforderungen der RFNBO-Zertifizierungssysteme sollte daher auch das Doppelvermarktungsverbot in § 80 EEG entsprechend präzisiert werden. Sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wurde, dürfen nicht zum Ausschluss der EEG-Förderung führen. Dies schafft Rechts- und Investitionssicherheit für Wasserstoffprojekte und verhindert unnötige regulatorische Widersprüche zwischen europäischem und nationalem Recht.

Zu § 100 EEG 2023 (Übergangsbestimmungen)

Regelungsvorschlag:

Für Biomethan-BHKW, die unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, sollten die Anforderungen an das eingesetzte Biomethan an die heute marktüblich und regulatorisch erreichbaren Qualitätsstandards angepasst werden.

Dies sollte auch für BHKW gelten, die nach Inkrafttreten des EEG 2014 von Erdgas auf Biomethan umgestellt wurden und aufgrund von Übergangsvorschriften gemäß EEG 2012 vergütet werden.

Begründung:

Die Vergütungsvoraussetzungen des EEG 2012 sind für die Biomethan-BHKW heute kaum noch einzuhalten.

Für Betreiber von Biomethan-BHKWs gibt es Schwierigkeiten, geeignete Lieferanten zu finden, die sämtliche gesetzlichen Voraussetzungen erfüllen. Hierzu zählen insbesondere eine nach dem EEG 2012 förderfähige Biogasanlage, der ausschließliche Einsatz von Substraten der Einsatzstoffvergütungskategorie I sowie eine Gasaufbereitungsanlage mit einer

Nennleistung von höchstens 700 Nm³/h, um die entsprechenden Fördervoraussetzungen zu erfüllen.

Diese Kombination an Anforderungen schränkt den potenziellen Lieferantenkreis erheblich ein und erschwert die Beschaffung von geeignetem Biomethan.

Zwar entstehen auch neue Biogasanlagen. Da die Biomethanerzeugung heutzutage jedoch wesentlich strengerem Vorgaben unterliegt als im Geltungszeitraum des EEG 2012, sind nur wenige Anlagen in der Lage, Biomethan bereitzustellen, das den Voraussetzungen des EEG 2012 entspricht. Ohne eine Anpassung der Vergütungsvoraussetzungen an die heute marktüblich erreichbaren Qualitätsstandards für Biomethan wird es zur Stilllegung von Biomethan-BHKW kommen. Für die Wärmewende ist das in den betroffenen Kommunen ein Rückschlag, da die von den BHKW bereitgestellte Wärme einen wichtigen Beitrag für eine klimaneutrale Fernwärme leistet.

Betroffen sind auch BHKW, die nach Inkrafttreten des EEG 2014 von Erdgas auf Biomethan umgestellt wurden und aufgrund von Übergangsvorschriften gemäß EEG 2012 vergütet werden. Hintergrund dieser Übergangsvorschriften ist, dass mit dem EEG 2014 die Vergütungssätze für Biomethan drastisch gekürzt wurden, was den Neubau von Biomethan-BHKW nahezu vollständig zum Erliegen brachte. Um bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen ein konstantes Abnahmepotenzial zu gewährleisten, wurden BHKW, die von Erdgas auf Biomethan umgestellt wurden, gemäß EEG 2012 vergütet. Um dabei die EEG-geförderte BHKW-Leistung nicht auszuweiten, musste im Gegenzug ein bestehendes Biomethan-BHKW stillgelegt werden². Der Vergütungszeitraum der von Erdgas auf Biomethan umgestellten BHKW läuft bis maximal Ende 2034, denn gemäß Übergangsregelung muss die Inbetriebnahme des Erdgas-BHKW vor 01.08.2014 stattgefunden haben. Das Thema hat also Relevanz mindestens für die kommenden acht Jahre.

² § 100 Absatz 3 Sätze 2 bis 6 EEG 2017 (auch in Verbindung mit § 100 Absatz 1 Satz 2 EEG 2021)

Artikel 3

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)

Zu §§ 29, 30 Entwurf MsbG (Absenkung der Schwelle für den Pflicht-Rollout)

Regelungsvorschlag:

Die Regelung im Entwurf sieht eine Absenkung der Schwelle für den Pflicht-Rollout bei Anlagen mit einer installierten Leistung von 7 kW auf 2 kW vor. Zudem sollen zukünftig nicht mehr 90 % der installierten Leistung von Neuanlagen in Zweijahresscheiben ausgestattet werden, sondern 90 % aller neu auszustattenden Messstellen. Der VKU lehnt die Absenkung der Einbauschwelle bei Bestandsanlagen auf 2 kW und den Wechsel von installierter Leistung auf auszustattende Messstellen ab.

Begründung:

Die Ertüchtigung von Anlagen im Segment zwischen 2 kW und 7 kW erzeugt erhebliche Kosten ohne ersichtlichen Mehrwert aus Sicht der Netzführung. Es handelt sich hierbei einerseits um eine enorme Zahl an Anlagen, die darüber hinaus aufgrund ihrer Anschlusssituation tendenziell einen erhöhten Ausstattungsaufwand erzeugen. Darüber hinaus wäre die Einbindung einer solchen Vielzahl an Anlagen in bestehende Prozesse und die Verarbeitung der entsprechenden Daten mit einem erheblichen Mehraufwand verbunden. Dadurch wird zudem der Fokus von den bisher definierten Pflichteinbaufällen abgelenkt. Bestehende Rollout-Ziele könnten dadurch gefährdet werden. Die vorgesehenen Umsetzungszeiträume sind nicht mit den verfügbaren Markt- und Installationskapazitäten vereinbar.

Anders stellt sich der Fall bei der Installation einer neuen EEG-Anlage dar: dort kann das erforderliche Steuerkabel kostenschonend durch den Anlagenbetreiber mitverlegt werden. Der MSB muss anschließend eine Messung für die neue EEG-Anlage aufbauen, somit ist die Installation einer Steuereinrichtung im selben Arbeitsschritt möglich. Erfolgt dies nicht, zählt die Anlage als Bestandsanlage ohne Steuerung und muss im Falle einer Direktvermarktung im Nachgang steuerbar gemacht werden. Dies erzeugt für den Anlagenbetreiber wie für den MSB zusätzliche Kosten.

Die Wirtschaftlichkeit des Rollouts ist derzeit nicht ausreichend sichergestellt: Die Preisobergrenzen (POG) müssen vor Einführung überprüft und angepasst werden. Zusätzliche Kosten entstehen für intelligente Messsysteme, Steuerungseinrichtungen, Installation, Gateway-Administration, Betrieb, Störungsmanagement und Kundenbetreuung.

Die Anpassung der 90-%-Quote von der installierten Leistung auf die Anzahl der Anlagen ist ebenfalls abzulehnen.

Die aktuelle Regelung ist aus Sicht der Rollout-Planung und der Netzführung zu begrüßen, da sie dem Netzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber die Möglichkeit geben, wirtschaftlich effiziente und technisch notwendige Anlagen beim Rollout zu priorisieren. Die Anpassung würde zu einer erheblichen Mehrausstattung von Anlagen führen, die technisch nicht notwendig und wirtschaftlich ineffizient wäre.

Grundsätzlich sollten solche Anpassungen am Messstellenbetriebsgesetz im Rahmen einer Messstellenbetriebsgesetznovelle, wie sie ja für dieses Jahr noch in Arbeit ist, diskutiert werden. Ansonsten besteht die Gefahr, ein regulatorisches Flickenwerk zu schaffen oder mögliche zukünftige Handlungsspielräume unnötig einzuschränken. Insbesondere vor dem Hintergrund aktueller Vorstöße der Europäischen Kommission zu möglichen europaweiten Rollout-Quoten und der Bundesregierung zu sog. „Smart Meter Light“.