

25.09.26

Stellungnahme

des Bundesrates

Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor

Der Bundesrat hat in seiner 1068. Sitzung am 25. September 2026 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Zu Artikel 1 allgemein (Verfahrenskritik, vorläufige Zurückstellung komplexer Aspekte)
 - a) Der Bundesrat betont, dass das Gelingen der Transformation des deutschen Energiesystems Bedingung ist für den langfristigen Erfolg des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Die energiepolitischen Weichen, die heute gestellt werden, werden die nächste Phase der Transformation auf Jahre prägen. Daher ist eine praxistaugliche und durchdachte Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unbedingt notwendig.
 - b) Der Bundesrat bemängelt, dass die Auswirkungen zentraler Inhalte des Gesetzesentwurfs nicht seriös bewertet werden können. Der notwendige umfängliche Beteiligungsprozess hat nicht stattgefunden. Länder und Verbände wurden mit kurzer Frist und ohne die Veröffentlichung von Datengrundlagen oder Folgenabschätzungen beteiligt. Die im Rahmen der Beteiligung geäußerten Bedenken wurden im nun vorgelegten Entwurf nicht berücksichtigt. Aus Sicht des Bundesrates ist dieses Vorgehen der Bundesregierung bei der Tragweite und Komplexität des Gesetzesvorhabens fahrlässig und der Bedeutung des Entwurfs nicht angemessen.

- c) Der Bundesrat fordert daher, komplexe Aspekte, die nicht europarechtlich notwendig oder zeitkritisch wie die Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land sind, im aktuellen Verfahren zurückzustellen. Sie sollten erst nach der Veröffentlichung einer umfänglichen Folgenabschätzung und nach einer angemessenen Beteiligung aller relevanter Stakeholder umgesetzt werden. Das gilt insbesondere für Anpassungen bei der Vergütung kleiner PV-Anlagen und deren Auswirkungen u. a. auf kleine und mittlere Unternehmen und Mieterstrommodelle, bei Obergrenzen für Pachtzahlungen oder bei Regelungen zur Stärkung von Power Purchase Agreements und Direktbelieferung
- d) Zudem fordert der Bundesrat die Bundesregierung auf, die Transformation des Energiesystem ganzheitlich zu betrachten und zukunftsgerichtet voranzutreiben. Derzeit werden an verschiedenen Stellen wegweisende energiepolitische Rahmenbedingungen gesetzt. Die einzelnen Initiativen haben zwar große Wechselwirkungen, eine strategische Ausrichtung und Steuerung fehlt jedoch. Dies gilt insbesondere für die Wechselwirkungen von Netzpaket, EEG-Novelle und dem AgNES-Prozess der Bundesnetzagentur.

Begründung:

Eine abschließende Bewertung der im Gesetzesentwurf enthaltenen Regelungen ist vielfach nicht möglich. Datengrundlagen oder Folgenabschätzungen wurden nicht veröffentlicht. Zudem wurde Unternehmen, Verbänden und Ländern nicht ausreichend Zeit und Raum geboten, die vorgesehenen Regelungen auf ihre Wechselwirkungen und Praxistauglichkeit zu überprüfen. Gleichwohl ist eine EEG-Novelle zeitnah nötig, um das EEG durch die Einführung zweiseitiger Differenzverträge europarechtskonform weiterzuentwickeln und Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land einzuführen. Einzelne Anpassungen, deren Folgen von hier aus nicht bewertet werden können und die europarechtlich nicht nötig und nicht zeitkritisch sind, sollten im Rahmen eines strukturierten und fundierten Beteiligungsprozesses, anknüpfend etwa an die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, entwickelt und mit ausreichend Vorlauf und erst bei gegebener Klarheit gesetzlich umgesetzt werden.

Unbeschadet seiner Stellungnahme in Ziffer 1 nimmt der Bundesrat zu dem Gesetzentwurf im Übrigen wie folgt Stellung:

2. Zu Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe c₁ – neu – (§ 3 Nummer 16 EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe c ist der folgende Buchstabe c₁ einzufügen:

- ,c₁) In Nummer 16 wird die Angabe „es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“ durch die Angabe „es sei denn, der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an einen oder mehrere Letztverbraucher geliefert“ ersetzt.’

Begründung:

Die physikalische Direktbelieferung ist eines der wirksamsten Instrumente für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige Industrierversorgung. Entsprechend ist im Koalitionsvertrag der die Bundesregierung tragenden Parteien vereinbart, die Möglichkeit der physikalischen Direktversorgung der Industrie räumlich auszuweiten (Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 2025, Z. 997). Das derzeitige Erfordernis der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ als Abgrenzungskriterium zum Vorliegen einer Direktvermarktung nach § 3 Nummer 16 schränkt jedoch den Einsatz von Direktleitungen erheblich ein. In der Praxis werden dadurch viele Projekte erschwert oder sogar verhindert, obwohl sie wirtschaftlich und auch netztechnisch sinnvoll wären. Für die Industrie, die angesichts des anhaltenden Kostendrucks auf wettbewerbsfähige und zugleich klimafreundliche Energie angewiesen ist, stellt ein solches Versorgungsmodell einen wesentlichen Bestandteil einer zukunftsfähigen Energieversorgung dar. Zudem entlastet Strom, der über Direktleitungen bezogen wird, die Netze und senkt die Redispatch-Kosten.

Vor diesem Hintergrund kann das Abgrenzungskriterium eines engen räumlichen Bezugs nicht Teil der Definition von Direktvermarktung sein.

3. Zu Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe b (§ 4 Satz 2 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe b § 4 Satz 2 ist zu streichen.

Begründung:

Solaranlagen des ersten Segments (i. F. PV-Freiflächenanlagen) im Sinne des EEG 2023 mögen zwar kostengünstiger sein als Solaranlagen des zweiten Segments (Photovoltaikanlagen auf, an oder in einer baulichen Anlage – PV-Aufdachanlagen), jedoch werden die ambitionierten Ziele des Ausbaus der Solarenergienutzung des § 4 Nummer 3 EEG 2023 (installierte PV-Leistung von 215 Gigawatt im Jahr 2030 und 400 Gigawatt im Jahr 2040) mit einem primären Fokus auf die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen bei einer aktuellen Bruttoleistung von aktuell etwas über 128 Gigawatt (Stand: Ende August 2026) wahrscheinlich nicht erreicht werden, sofern der Ausbau nicht in gleichem Maße fortgesetzt wird.

Um auch den PV-Aufdachausbau weiterhin anzureizen und die Ausbauziele im Solarsegment insgesamt zu erreichen, ist an der gesetzgeberischen Zielsetzung einer mindestens hälftigen Aufteilung zwischen PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen (als sogenannte Soll-Vorschrift) festzuhalten.

Da die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen mit verschiedenen Nutzungen (z. B. Landwirtschaft, Wohnungsbau, Industrie- und Gewerbe, Straßen- und Netzausbauvorhaben, Freiflächen für Umwelt- und Naturschutz) in Konkurrenz steht, ist die Beibehaltung des PV-Aufdach-Freiflächen-Verhältnisses auch deshalb geboten, um den aktuell bestehenden, hohen Druck auf die noch verfügbaren Freiflächen etwas abzumildern.

Im Übrigen trägt das gesetzgeberische (Mindest-)Zielbild eines hälftigen PV-Ausbaus auch dazu bei, das Ziel der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie, den Zuwachs an Siedlungs- und Verkehrsflächen bis 2030 auf unter 30 Hektar pro Tag zu reduzieren, einzuhalten.

Darüber hinaus ist es für den Natur- und Artenschutz förderlich, wenn PV-Anlagen verstärkt auf bereits versiegelte Flächen gelenkt werden (z. B. Gebäude, bauliche Anlagen, Konversionsflächen). Auch ist es für die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung insgesamt förderlich, wenn in einem mindestens gleichen Verhältnis bereits versiegelte Flächen für den PV-Ausbau in Anspruch genommen werden und ein weitergehender Flächenverbrauch möglichst vermieden wird.

4. Zu Artikel 1 Nummer 7 Buchstabe d (§ 5 Absatz 5 Satz 5 EEG 2027)

- a) Der Bundesrat begrüßt die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Nutzung der Offshore-Windenergie. Die mit der Novelle vorgenommen regulatorischen Änderungen sind notwendig, um eine Förderung und einen Anschluss über grenzüberschreitende Leitungen zu ermöglichen.

- b) Der Bundesrat bittet aber, zu prüfen, wie sichergestellt werden kann, dass über hybride Interkonnektoren angeschlossene Offshore-Windparks nur anteilig in dem Umfang, wie die Leitung auch zur Einspeisung in das deutsche Stromnetz zur Verfügung steht, auf das Ausbauziel nach § 1 Absatz 2 angerechnet werden können, um eine Anrechnung konventionellen internationalen Stromhandels auf die Ausbauziele zu vermeiden.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Durch die Einführung eines zusätzlichen § 5 Absatz 5 Satz 5 EEG 2027 wird erreicht, dass grenzüberschreitende Offshore-Kooperationen über die in § 5 Absatz 5 Satz 1 EEG 2027 vorgesehenen Anrechnungen hinaus auch auf das Ausbauziel des § 1 Absatz 2 WindSeeG, welches gemäß § 4 Nummer 2 EEG 2027 den Ausbaupfad für Wind auf See regelt, sowie die Ausschreibungsvolumina des § 2a Absatz 1 WindSeeG angerechnet werden können. Die Möglichkeit, grenzüberschreitende Projekte auf das Ausbauziel anzurechnen, ist im Hinblick auf die Erreichung des Ausbauziels von 70 Gigawatt bis 2045 sinnvoll. Auch können so höhere Volllaststunden erzielt werden, da die Anlagen untereinander weniger verschattet werden. Projekte, wie etwa der TYSDAN Hybrid Interkonnektor, sind bereits in Planung und benötigen einen verlässlichen, transparenten Umsetzungsrahmen.

Zu Buchstabe b:

Bei der Anrechnung sollen sich die Ausbauvolumina mit Blick auf die zu installierende Leistung nach Bezuschlagung der Windenergieanlage auf See aus einem Kooperationsprojekt um den Umfang des installierten Leistungsanteils verringern. Diese werden auf die Gesamtziele des Offshore-Ausbaus angerechnet.

Bei dem Anschluss grenzüberschreitender Projekte gilt es aber, die Besonderheiten der Projekte in den Blick zu nehmen. So werden hybride Offshore-Systeme als grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitung sowohl an das Stromversorgungsnetz in Deutschland als auch an das Stromversorgungsnetz mindestens eines weiteren Staates angeschlossen (§ 3 Nummer 59 EnWG). In diesen Fällen ist dafür Sorge zu tragen, dass eine Anrechnung auch nur insoweit erfolgen kann, wie die Leistung auch tatsächlich in Deutschland zur Verfügung steht. Dies ist auch in der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes sicherzustellen.

5. Zu Artikel 1 Nummer 10a – neu – (§ 8a Absatz 1a – neu –, 3 EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 10 ist die folgende Nummer 10a einzufügen:

,10a. § 8a wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 1 wird der folgende Absatz 1a eingefügt:

„(1a) Kann der Netzbetreiber den Netzanschluss nach § 8 Absatz 1 wegen unzureichender Netzkapazität nicht oder nicht in der beantragten Leistungshöhe anbieten, ist er verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden unverzüglich ein Angebot zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 1 zu unterbreiten. Die Verpflichtung nach Satz 1 besteht nicht, soweit der Netzbetreiber nachvollziehbar darlegt, dass eine flexible Netzanschlussvereinbarung zur Einspeisung auf reduziertem Leistungsniveau aus betriebsbedingten, wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks dieses Gesetzes nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die Ablehnung ist dem Anschlussbegehrenden unverzüglich in Textform zu begründen; die Begründung muss die maßgeblichen Gründe sowie die zur Herstellung der hierfür erforderlichen Anschluss- bzw. Einspeisekapazität notwendigen Maßnahmen und die damit verbundenen Kosten enthalten.“

b) Absatz 3 wird gestrichen.‘

Begründung:

Durch eine Ergänzung des § 8a EEG, der bislang als bloße Kann-Bestimmung ausgestaltet ist, wird das Instrument der flexiblen Netzanschlussvereinbarung als zentrales Instrument zur beschleunigten Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) in die Stromnetze gestärkt. In vielen Regionen scheitern Netzanschlüsse derzeit daran, dass die beantragte Einspeiseleistung kurzfristig nicht vollständig bereitgestellt werden kann. Durch die Verpflichtung des Netzbetreibers, in solchen Fällen unverzüglich eine flexible Netzanschlussvereinbarung anzubieten, können vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt und EE-Anlagen schneller ans Netz gebracht werden.

Die Regelung schafft einen angemessenen Ausgleich zwischen den Interessen der Anschlussbegehrenden und den berechtigten Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs.

Mit der Formulierung „unter Berücksichtigung des Zwecks dieses Gesetzes“ im Absatz 1a Satz 2 wird klargestellt, dass die Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit nicht nur aus Sicht des Netzbetreibers zu bewerten ist, sondern auch im Lichte der Zielsetzung des EEG. Maßgeblich ist insbesondere, dass das EEG den Ausbau erneuerbarer Energien und deren möglichst effiziente Integration in das Stromsystem fördern soll. Damit soll vermieden werden, dass betriebliche, technische oder wirtschaftliche Gründe isoliert betrachtet werden (z. B. pauschaler Verweis auf zusätzlichen Prüf-, Abstimmungs- oder Verwaltungsaufwand oder interne Standardprozesse). Sie sind vielmehr gegen das gesetzliche Interesse an einer besseren Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und einer beschleunigten Netzanbindung erneuerbarer Anlagen abzuwägen.

Zudem können durch Absatz 1a Satz 2 auch Netzverstärkungen, Anpassungen am Netzanschlusspunkt, Schutztechnik, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik oder sonstige Ertüchtigungsmaßnahmen erfasst sein. Zugleich sollen die hierfür voraussichtlich entstehenden Kosten nachvollziehbar dargestellt werden, damit der Anschlussbegehrende die Ablehnung prüfen und mögliche Alternativen bewerten kann.

Die Ergänzung, dass die Ablehnung unverzüglich in Textform zu erfolgen hat, ist an § 17 Absatz 2 Satz 2 Energiewirtschaftsgesetz angelehnt und soll Verzögerungen durch den Netzbetreiber verhindern.

Durch die Neuregelung wird Absatz 3 entbehrlich und ist daher zu streichen.

6. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b (§ 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe a EEG 2027)

In Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe a ist nach der Angabe „jederzeit“ die Angabe „die Ist-Einspeisung abrufen und“ einzufügen.

Begründung:

§ 9 Absatz 2 EEG-E regelt insbesondere, über welche technische Ausrüstung neue Anlagen bis zum Smart-Meter-Rollout verfügen müssen.

Bei größeren Anlagen ab 25 Kilowatt sollte aus Sicht des Bundesrates keine veraltete unidirektionale Funkrundsteuertechnik mehr verbaut werden. Die zu verbauenden technischen Einrichtungen sollten gewährleisten, dass die Netzbetreiber Signaleingang und -umsetzung kontrollieren können. Dies bietet einen erheblichen Mehrwert für die Netzbetreiber bei der Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs.

Das Ziel der Verbauung von Fernwirktechnik wird dadurch erreicht, dass die Voraussetzungen an die technischen Einrichtungen in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 an Nummer 1 angeglichen werden.

Generell sollten aus Sicht des Bundesrates – wann immer möglich und insbesondere bei größeren Anlagen – unmittelbar Smart Meter verbaut werden. Auf die in § 9 Absatz 2 EEG-E vorgesehenen Zwischenlösungen sollte möglichst verzichtet werden.

7. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c (§ 9 Absatz 2b EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c ist zu streichen.

Begründung:

§ 9 Absatz 2b EEG-E 2027 sieht für Photovoltaik-Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt eine dauerhafte Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von 50 Prozent der installierten Leistung vor. Diese Regelung geht über das für die Netzintegration erforderliche Maß hinaus und ist daher entbehrlich. Die bestehenden Regelungen des § 9 Absatz 2 Nummer 2b und 3 EEG sehen bereits eine sachgerechte Begrenzung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems vor und stellen die Steuerbarkeit der Anlage im Engpassfall sicher.

Um den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen (§ 1 Absatz 2 EEG), bedarf es eines weiteren konsequenten Ausbaus der erneuerbaren Energien. Photovoltaik-Aufdachanlagen tragen mit rund 65 Prozent der installierten Photovoltaik-Leistung im Bundesgebiet maßgeblich dazu bei, dieses ambitionierte Ziel zu erreichen. Durch Photovoltaik-Aufdachanlagen wird privates Kapital mobilisiert und eine direkte Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende ermöglicht. Das stärkt die Sichtbarkeit und Akzeptanz insgesamt.

8. Zu Artikel 1 Nummer 17 Buchstabe a (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a₁ – neu – EEG 2027), Nummer 19 Buchstabe b (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a – neu – EEG 2027), Nummer 29 (§ 25 Absatz 1 Satz 1 EEG 2027)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) Nach Nummer 17 Buchstabe a § 19 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a ist der folgende Buchstabe a₁ einzufügen:
„a₁) Marktwertdurchleitung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 oder“
- b) Nach Nummer 19 Buchstabe b § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 ist die folgende Nummer 1a einzufügen:
„1a. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt, oder“
- c) In Nummer 29 § 25 Absatz 1 Satz 1 ist nach der Angabe „Refinanzierungsbeiträge,“ die Angabe „Marktwertdurchleitungen,“ einzufügen.

Begründung:

Die Pflicht zur Direktvermarktung sollte nur für Anlagen ab einer installierten Leistung von 7 Kilowatt eingeführt werden, um den aktuellen Zeitplan für den Smart Meter Rollout nicht zu gefährden. Unterhalb dieser Schwelle sollte weiterhin eine am Marktwert orientierte unbürokratische Möglichkeit der vergüteten Netzbetreiberabnahme für 20 Jahre bestehen (Marktwertdurchleitung), da die Kosten für Direktvermarktung und Einbau von intelligenten Messsystemen hier unverhältnismäßig sind.

9. Zu Artikel 1 Nummer 18 (§ 20 Absatz 1 Satz 1 EEG 2027)

In Artikel 1 Nummer 18 § 20 Absatz 1 Satz 1 ist die Angabe „25 Kilowatt“ durch die Angabe „7 Kilowatt“ zu ersetzen.

10. Zu Artikel 1 Nummer 18 (§ 20 Absatz 1 Satz 1 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren § 20 Absatz 1 Satz 1 EEG-E dahingehend zu ändern, dass der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 EEG-E auch für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW besteht.

Begründung:

Da für kleine PV-Dachanlagen die Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG-2023 der Regelfall ist, tritt die Direktvermarktung für solche Anlagen bislang regelmäßig hinter die geltende Einspeisevergütung zurück.

Der Gesetzentwurf sieht nunmehr einerseits die schrittweise Ablösung der bisherigen Einspeisevergütung und andererseits eine Begrenzung des Anspruchs auf die Marktprämie auf Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt vor. Das Zusammenwirken dieser Regelungen verschlechtert die Förderbedingungen für kleinere Solaranlagen.

Die vorgesehene Übergangszahlung ändert jedoch nichts daran, dass Solaranlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt nach Auslaufen der Übergangszahlung weder auf die bisherige Einspeisevergütung noch auf die Marktprämie zurückgreifen können, was insbesondere für urbane Räume, die durch Dach-PV und begrenzte Flächenverfügbarkeit geprägt sind, problematisch erscheint. Der Zugang zur Marktprämie sollte daher auch für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt eröffnet werden.

11. Zu Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe b (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 19 § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 ist durch die folgende Nummer 1 zu ersetzen:

„1. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 Kilowatt, die vor dem 1. Januar 2031 in Betrieb genommen worden sind,“

Begründung:

Als Kompensation für den Wegfall der festen Einspeisevergütung sieht der Gesetzentwurf für Anlagen bis 50 Kilowatt eine nach Anlagenklassen gestufte begrenzte Übergangszahlung vor. Diese Übergangslösung ist zeitlich unzureichend. Für den Übergang hin zu einer standardisierten Direktvermarktung benötigt der Markt mehr Zeit, konkret bis mindestens zum Ablauf des Jahres 2030. Die Pflicht zur Direktvermarktung sollte daher für alle Anlagenklassen erst für das Jahr eingeführt werden, in dem frühestens damit zu rechnen ist, dass die technischen und marktlichen Voraussetzungen vorliegen. Dazu zählen u. a. der ausreichende Roll-out von Smart Metern, die Verfügbarkeit von Direktvermarktern für kleine Mengen sowie massentaugliche Prozesse auf Verteilnetzebene und eine reibungslose digitale Marktkommunikation.

12. Zu Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe b (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2027)*

In Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe b § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe a ist die Angabe „50 Kilowatt“ durch die Angabe „100 Kilowatt“ zu ersetzen.

Begründung:

Für Anlagen unter 100 Kilowatt führt die Direktvermarktung derzeit noch zu überproportionalem Aufwand und zusätzlichen Kosten. Auch für Anlagen größer als 50 Kilowatt und kleiner als 100 Kilowatt braucht es daher einen Übergang von der bisher möglichen Einspeisevergütung zur Direktvermarktung, der an die Schaffung der technischen und marktlichen Voraussetzungen geknüpft wird. Die befristete Übergangszahlung stellt dabei eine Anpassung der Vergütung an das Marktniveau dar, was den staatlichen Förderaufwand reduziert, ohne die Anlagenbetreiber über Gebühr zu belasten.

13. Zu Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe b (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG-E dahingehend zu ändern, dass für Strom aus kleineren Solar-

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 11 redaktionell zusammenzuführen

anlagen auch nach Ablauf der in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstaben a bis c EEG-E vorgesehenen Übergangszeiträume ein gesetzlicher Zahlungsanspruch im Rahmen der Netzbetreiberabnahme besteht.

Begründung:

§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG-E sieht einen nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der installierten Leistung gestaffelten Zahlungsanspruch im Rahmen der Netzbetreiberabnahme vor. Danach besteht der Zahlungsanspruch für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 Kilowatt bei einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2028, für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt bei Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2029 und für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt bei einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2031.

Die gegenüber dem vorherigen Entwurfsstand vorgesehene Verlängerung des Übergangszeitraums für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt trägt den besonderen Belangen kleiner Anlagen stärker Rechnung. An der grundsätzlichen, nach Inbetriebnahmezeitpunkt und Anlagengröße gestaffelten Begrenzung des Zahlungsanspruchs wird jedoch festgehalten. Die Übergangsregelung gewährleistet damit keine langfristige Vergütungsoption. Vielmehr wird der Kreis der Neuanlagen, für die ein Zahlungsanspruch besteht, schrittweise reduziert.

Die schrittweise Abschaffung der Förderung betrifft gerade die Anlagengrößen, die den urbanen PV-Ausbau maßgeblich tragen. Der (schrittweise) Wegfall einer garantierten gesetzlichen Vergütung verschlechtert die Finanzierungssicherheit und erschwert zudem die Umsetzung landesrechtlicher Verpflichtungen zum PV-Ausbau. Zugleich stellt die vorgesehene Netzbetreiberabnahme nach § 21 Absatz 1 i. V. m § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG-E insbesondere für Betreiberinnen und Betreiber kleiner und mittlerer PV-Anlagen keinen gleichwertigen Ersatz für den bisherigen Vergütungsanspruch dar.

14. Zu Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe c (§ 21 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe c ist durch den folgenden Buchstaben c zu ersetzen:

,c) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In der Angabe vor Nummer 1 wird < ... weiter wie Vorlage ... >.

bb) Nummer 1 wird durch die folgende Nummer 1 ersetzt:

„1. müssen dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, der durch ein Netz durchgeleitet wird, und“ ‘

Begründung:

Im Koalitionsvertrag der die Bundesregierung tragenden Parteien ist vereinbart, die Möglichkeit der physikalischen Direktversorgung der Industrie räumlich auszuweiten (Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 2025, Z. 997). Der vorliegende Gesetzentwurf enthält bisher keine Regelung, um dieses Ziel umzusetzen.

Insbesondere für Industrie- und Gewerbegebiete ist die direkte Lieferung von erneuerbarem Strom jedoch ein wesentlicher Faktor, um von den niedrigen Kosten für die Erzeugung erneuerbarer Energien zu profitieren, die Stromkosten zu senken und die Dekarbonisierung der Wirtschaft zu fördern. Das nach geltender Rechtslage bestehende Erfordernis der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist dafür nicht das geeignete Abgrenzungskriterium. Mangels gesetzlicher Klarstellung kommt es für diese qualifizierte Nähebeziehung nach wie vor auf die Umstände des Einzelfalls an. Das birgt große Unsicherheiten, denn regelmäßig ist es nicht möglich, Windenergieanlagen sowie größere Freiflächenphotovoltaikanlagen unmittelbar neben industriellen Verbrauchern zu errichten. Häufig liegen sie einige Kilometer entfernt, weil etwa die Flächenverfügbarkeit oder das Genehmigungsrecht dies erfordern. Auch in diesen Fällen wäre eine Direktbelieferung zwischen Erzeugungsanlage und Industrie- bzw. Gewerbebetrieb die richtige Lösung. Bleibt aber die Direktbelieferung an einen unbestimmten und engen räumlichen Bezug gebunden, werden genau die Projekte erschwert, die erneuerbaren Strom direkt zu Industrie und Gewerbe bringen könnten.

Vor diesem Hintergrund kann für die Möglichkeit der physikalischen Direktversorgung nicht die räumliche Nähe entscheidend sein. Vielmehr muss es darauf ankommen, dass der Strom ohne Nutzung des öffentlichen Netzes über eine Direktleitung an den Letztverbraucher geliefert wird.

15. Zu Artikel 1 Nummer 20 Buchstabe d (§ 21b Absatz 4 Nummer 2 Buchstaben a bis c EEG)

Artikel 1 Nummer 20 Buchstabe d ist durch den folgenden Buchstaben d zu ersetzen:

,d) In Absatz 4 Nummer 2 werden die Buchstaben a bis c durch die folgenden Buchstaben a und b ersetzt:

„a) der Strom über eine Direktleitung und

b) ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Dritten geliefert wird.“ ‘

Begründung:

Ziel der Novellierung des EEG ist, die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschutz und soziale Ausgewogenheit zusammenzubringen. Bei der dynamischen Transformation müssen Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit in Einklang gebracht werden. Es soll einen klaren Fokus auf mehr Markt, Innovation, Ganzheitlichkeit und Systemorientierung geben.

Die marktlichen Potenziale bleiben aber in Teilen ungenutzt, wenn die für die Industrie wichtige Direktbelieferung von industrie- und Gewerbekunden über Direktleitung weiterhin von dem Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ abhängig gemacht wird. Entscheidend ist, dass nicht das Netz der öffentlichen Versorgung, sondern eine Direktleitung genutzt wird. Die Gefahr, dass das Instrument zu weit ausgedehnt wird, besteht hingegen nicht, da alleine die Kosten für die Direktleitung die Möglichkeit der Direktbelieferung begrenzen. Der Bundesrat bittet darüber hinaus, zu prüfen, ob weitere Änderungen zur erleichterten Nutzung der marktlichen Potenziale über Direktbelieferungen der Industrie- und Gewerbekunden nötig sind.

16. Zu Artikel 1 Nummer 22 (§ 21d Absatz 1 Satz 1 EEG 2027)

In Artikel 1 Nummer 22 § 21d Absatz 1 Satz 1 ist die Angabe „100 Kilowatt“ durch die Angabe „200 Kilowatt“ zu ersetzen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass der Abschöpfungsmechanismus, also die Erhebung des Refinanzierungsbeitrags, bereits für Anlagen mit einer installierten Leistung von 100 Kilowatt greift. EU-rechtlich vorgeschrieben ist die Erhebung des Refinanzierungsbeitrags jedoch erst ab einer installierten Leistung von 200 Kilowatt. Diese Vorgabe sollte nicht überschritten werden. So würden zusätzliche Hürden für kleinere Anlagen vermieden und deutlich weniger Anlagen erfasst, wobei der dadurch verlorengelassene Abschöpfungsbetrag gemessen an der Kostenersparnis gering wäre.

17. Zu Artikel 1 Nummer 22 (§ 21e EEG 2027)

- a) Der Bundesrat begrüßt die Einführung zweiseitiger Differenzverträge („Contracts for Difference“) sowie die weiterhin bestehende Möglichkeit zum Wechsel in sonstige nicht-geförderte Veräußerungsform wie etwa Power-Purchase Agreements („PPA“).
- b) Der Bundesrat stellt fest, dass eine entsprechende Mitteilung zum Verzicht auf die Förderung durch eine Marktprämie jedoch nur noch einmalig bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen kann. Einerseits ist eine gewisse Festlegung notwendig, da sonst Zeiträume mit erwartbaren Refinanzierungsbeiträgen durch den Wechsel der Veräußerungsform umgangen werden könnten. Andererseits führt dies zu einer Reduktion der Anreize für nicht-geförderte Vermarktungsformen wie PPA.
- c) Der Bundesrat bittet daher, zu prüfen, inwieweit eine größere Flexibilität für Anlagenbetreiber hinsichtlich des Wechsels in Veräußerungsform wie PPA erhalten bleiben kann.

Begründung:

Durch die Einführung zweiseitiger Differenzverträge („Contracts for Difference“) wird für geförderte Anlagen künftig auch ein Refinanzierungsbeitrag notwendig. Gleichzeitig bleibt der Wechsel in eine nicht-geförderte Vermarktungsform wie etwa Power-Purchase Agreements („PPA“) möglich. Die gemäß § 21c gegebene Möglichkeit zum Wechsel zwischen den Veräußerungsformen bleibt grundsätzlich erhalten, allerdings wird die bisherige monatliche Flexibilität nicht mehr gegeben sein.

Mit Umstellung der Förderung wird ein Wechsel in eine Veräußerungsform wie PPA künftig nur noch einmalig in den ersten zehn Jahren ab Inbetriebnahme möglich sein. Diese Einschränkung ist dadurch bedingt, dass Zeiträume mit erwartbaren Refinanzierungsbeiträgen sonst durch den Wechsel der Veräußerungsform umgangen werden könnten.

Jedoch geht dies zu Lasten der Flexibilität für Anlagenbetreiber und reduziert somit auch Anreize zur Nutzung förderfreier Veräußerungsformen wie PPA, obwohl eine Stärkung marktlicher Instrumente außerhalb der EEG-Förderung anvisiert wird. Daher wird eine Prüfung erbeten, inwiefern eine gewisse Flexibilität beim Wechsel zwischen den Veräußerungsformen weiter aufrechterhalten bleiben kann, um weiterhin Anreize für nicht-geförderte Veräußerungsformen zu stärken.

18. Zu Artikel 1 Nummer 24 Buchstabe d - neu - (§ 22 Absatz 4 Satz 2 EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 24 Buchstabe c ist der folgende Buchstabe d einzufügen:

,d) Absatz 4 Satz 2 wird durch den folgenden Satz ersetzt:

„Von diesem Erfordernis sind Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 400 Kilowatt ausgenommen, es sei denn, es handelt sich um bestehende Biomasseanlagen nach § 39g.“

Begründung:

Güllekleinanlagen leisten neben ihrem Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag zum landwirtschaftlichen Klimaschutz, indem sie die Methanemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung unterbinden. Durch die Verwertung von Reststoffen sind sie zudem ein Element der Kreislaufwirtschaft und beanspruchen keine zusätzliche Anbaufläche. Das EEG würdigt diese Vorteile durch spezielle Vergütungsregelungen:

Anlagen, in denen überwiegend Gülle vergoren wird, mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt – sogenannte Güllekleinanlagen – sind im geltenden EEG von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen und erhalten eine gesetzlich festgelegte Vergütung.

Allerdings ist bisher die maximal installierte Leistung von Güllekleinanlagen in derselben Höhe wie die Höchstbemessungsleistung festgelegt. Dadurch besteht für diese Anlagen bisher keine Möglichkeit, durch Überbauung eine flexible Fahrweise zu erreichen. Dies beeinträchtigt sowohl den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen nach Ende des ersten Vergütungszeitraums als auch den Zubau neuer Güllekleinanlagen.

Damit Güllekleinanlagen auch in Zukunft systemdienlich und wirtschaftlich betrieben werden können, ist es erforderlich, auch diesem Anlagensegment die Möglichkeit zur Flexibilisierung einzuräumen.

Der vorliegende Vorschlag schafft deshalb die rechtliche Grundlage für die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen:

- In § 22 wird die Obergrenze für die Befreiung von der Teilnahme an Ausschreibungen von 150 Kilowatt installierte Leistung auf 400 Kilowatt angehoben.
- Im Gegenzug wird die Obergrenze für den Zahlungsanspruch nach § 44 Absatz 2 in Verbindung mit § 19 Absatz 1 auf eine installierte Leistung von höchstens 400 Kilowatt, statt bisher 150 Kilowatt, angehoben.
- Die Bemessungsleistung nach § 44 Absatz 1 bleibt unverändert bei 150 Kilowatt (Höchstbemessungsleistung), somit wird die maximal geförderte Strommenge pro Biogasanlage nicht ausgeweitet.

Zur konsistenten Umsetzung dieser Flexibilisierung sind Folgeänderungen in § 30 (Mindestmenge für Gebote), § 42 (Vergütung von Strom aus Biomasse) und § 88b (Verordnungsermächtigung zur Anschlussförderung von Güllekleinanlagen) erforderlich.

19. Zu Artikel 1 Nummer 28 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa (§ 24 Absatz 1 Satz 1, 1a – neu – EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 28 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa ist durch den folgenden Doppelbuchstaben aa zu ersetzen:

„aa) Satz 1 wird durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Mehrere Anlagen < ... weiter wie Regierungsvorlage ... >. Satz 1 gilt nicht für Solaranlagen des ersten Segments, die auf Flächen errichtet werden, auf denen nach einem bergrechtlich zugelassenen Vorhaben Bodenschätze im Tagebau gewonnen wurden.“ ‘

Begründung:

Die Nutzung ehemaliger Tagebauflächen für erneuerbare Energien ist ein zentraler Baustein für den Strukturwandel und die Transformation ehemaliger Braunkohlereviere. Solche Flächen ermöglichen zugleich einen großflächigen PV-Ausbau, ohne zusätzliche landwirtschaftliche oder naturschutzfachlich sensible Flächen in Anspruch nehmen zu müssen.

Ehemalige Tagebauflächen umfassen häufig sehr große, zusammenhängende Areale. Bei der Entwicklung ehemaliger Tagebauflächen handelt es sich daher regelmäßig um eine stufenweise Erschließung einer großen Fläche. Unterschiedliche Betreiber, Grundstücke, Projektgesellschaften und Bauabschnitte sind bei solchen Flächen strukturell naheliegend.

Werden auf ehemaligen Tagebauflächen nacheinander mehrere PV-Projekte errichtet, kann die räumliche Nähe ohne die Ergänzung des vorgeschlagenen Satzes 1a dazu führen, dass wirtschaftlich und rechtlich eigenständige Projekte zusammengerechnet und förderrechtlich relevante Leistungsschwellen überschritten werden. Das kann die Errichtung weiterer Anlagen auf derselben Fläche erheblich und unnötig erschweren.

Die ergänzte Ausnahme von der Anlagenzusammenfassung würde es ermöglichen, solche Flächen weiterhin modular und in mehreren Projektabschnitten zu entwickeln, ohne dass die Inbetriebnahme eines weiteren Projekts durch bereits bestehende PV-Anlagen auf demselben Areal förderrechtlich nachteilig wirkt. Vor diesem Hintergrund soll die Ergänzung von Satz 1a ermöglichen, dass PV-Anlagen auf ehemaligen Tagebauflächen weiterhin von einer Anlagenzusammenfassung ausgenommen werden.

20. Zu Artikel 1 Nummer 29 (§ 25 Absatz 2 EEG)

Artikel 1 Nummer 29 § 25 Absatz 2 ist durch den folgenden Absatz 2 zu ersetzen:

„(2) Befristete Übergangszahlungen nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sind so lange zu leisten, bis die Bundesnetzagentur positiv feststellt, dass eine wirtschaftliche und verlässliche Direktvermarktung von Kleinanlagen massengeschäftstauglich und digitalisiert möglich ist.“

Begründung:

Die Abschaffung der Einspeisevergütung für kleine Photovoltaik-Dachanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt und die geplante Überführung solcher Anlagen in die verpflichtende Direktvermarktung setzt voraus, dass die dafür notwendigen Marktprozesse tatsächlich massengeschäftstauglich funktionieren. Davon ist das System derzeit noch weit entfernt. Smart-Meter-Infrastruktur, Marktkommunikation, Datenbereitstellung, Wechselprozesse und standardisierte Abrechnungswege sind noch nicht so zuverlässig, digitalisiert und kosteneffizient etabliert, dass Anlagen unter 25 Kilowatt-Peak wirtschaftlich und ohne unverhältnismäßige administrative Belastung direkt vermarktet werden können. Für Betreiber kleiner Anlagen entstehen dadurch zusätzliche Kosten, Komplexität und Erlösrisiken, die in keinem angemessenen Verhältnis zu den vermarkteten Strommengen stehen.

Die vorgesehene Übergangsregelung sollte deshalb nicht automatisch nach 36 Monaten enden. Vielmehr sollte die Regelungslogik umgekehrt werden: Die Übergangsregelung sollte grundsätzlich so lange gelten, bis die Bundesnetzagentur auf Grundlage transparenter, vorab definierter Kriterien positiv feststellt, dass eine wirtschaftliche und verlässliche Direktvermarktung von Kleinanlagen massengeschäftstauglich möglich ist. Hierzu gehört die Einführung eines vereinfachten Direktvermarktungsmodells für kleine Anlagen unter 25 Kilowatt mit standardisierten Verträgen, einheitlichen Prozessen und ein-

fachen Abrechnungsmechanismen. Um die Anforderungen der Direktvermarktung zu erfüllen, benötigen die Anlagen außerdem ein intelligentes Messsystem (Smart Meter) und eine Steuerungseinrichtung für den Netzbetreiber. Allerdings wird der flächendeckende Rollout von beidem noch einige Jahre in Anspruch nehmen.

Dach-Solaranlagen bleiben eine tragende Säule des Erneuerbaren-Ausbaus. Sie erschließen bereits versiegelte Flächen, stärken die verbrauchsnahe Stromerzeugung und ermöglichen es privaten Haushalten, kleinen Gewerbebetrieben, Kommunen und lokalen Projektträgern, selbst in erneuerbare Energien zu investieren und an ihrer Wertschöpfung teilzuhaben. Damit leistet das Dachsegment einen wichtigen Beitrag zu Akteursvielfalt, regionaler Wertschöpfung, Akzeptanz und gesellschaftlicher Verankerung der Energiewende.

Im Jahr 2025 entfiel knapp die Hälfte der zugebauten Leistung im Solarbereich auf Gebäudesolaranlagen. Von dieser Dynamik haben insbesondere auch das regionale Handwerk und KMU profitiert.

Eine forcierte Marktintegration kleiner Anlagen darf nicht zum Fadenriss beim bürgergetragenen Dachsegment und zum Markteinbruch im Solarhandwerk führen.

21. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a (§ 28 Absatz 2, 3, 3a – neu – EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a § 28 Absatz 2 und 3 ist durch die folgenden Absätze 2, 3 und 3a zu ersetzen:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt

1. im Jahr 2027 20 000 Megawatt zu installierende Leistung,
2. im Jahr 2028 15 000 Megawatt zu installierende Leistung,
3. im Jahr 2029 12 000 Megawatt zu installierende Leistung,
4. in den Jahren 2030 bis 2032 jeweils 10 000 Megawatt zu installierende Leistung.

Das Ausschreibungsvolumen wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt.

(3) Das Ausschreibungsvolumen

1. erhöht sich ab dem Jahr 2028 um die Summe der Mengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach diesem Gesetz keine Zuschläge erteilt wurden, und
2. verringert sich jeweils
 - a) ab dem Jahr 2028 um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land, die bei einer Ausschreibung eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr im Bundesgebiet bezuschlagt worden sind, sofern eine Anrechnung nach § 5 Absatz 5 völkerrechtlich vereinbart ist,
 - b) ab dem Jahr 2028 um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land, für deren Strom kein anzulegender Wert oder der anzulegende Wert nicht durch Ausschreibungen bestimmt worden ist und die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, und
 - c) um die Summe der Gebotsmengen, die in Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach § 39n in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bezuschlagt worden sind.

(3a) Die Bundesnetzagentur kann das Ausschreibungsvolumen unbeschadet des Absatzes 3

1. um bis zu 30 Prozent erhöhen, wenn in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr
 - a) der Ausbaupfad für die installierte Leistung von Solaranlagen nach § 4 Satz 1 Nummer 3 unterschritten worden ist,
 - b) der Strommengenpfad nach § 4a unterschritten worden ist oder
 - c) der Bruttostromverbrauch im Bundesgebiet schneller gestiegen ist, als er bei der Berechnung des Ziels nach § 1 Absatz 2 zugrunde gelegt worden ist,

2. um bis zu 30 Prozent verringern, wenn in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr
- a) der Ausbaupfad für die installierte Leistung von Solaranlagen nach § 4 Satz 1 Nummer 3 überschritten worden ist,
 - b) der Strommengenpfad nach § 4a überschritten worden ist oder
 - c) der Bruttostromverbrauch im Bundesgebiet langsamer gestiegen ist, als er bei der Berechnung des Ziels nach § 1 Absatz 2 zugrunde gelegt worden ist.“

Begründung:

Zu § 28 Absatz 2:

Es wird grundsätzlich begrüßt, dass im Gesetzentwurf eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina Wind an Land vorgesehen ist. Gleichwohl ist diese Erhöhung – vor dem Hintergrund des weiteren Hochlaufs der bereits genehmigten und in den nächsten Jahren zu genehmigenden onshore Windenergieleistung und dem daraus resultierenden überhitzten Wettbewerb um die EEG-Zuschläge – bei Weitem nicht ausreichend.

Derzeit sind im Bereich der Windenergie an Land 70 Gigawatt am Netz. Um das 2030er-EEG-Ausbauziel von 115 Gigawatt zu erreichen, wird ein Netto-Zuwachs von rund 45 Gigawatt benötigt. Allerdings sind heute bereits rund 12 Gigawatt Bestandsanlagenleistung ohne EEG-Förderung am Netz. Diese könnten allein schon aus Altersgründen bis zum Jahr 2030 stillgelegt werden. Daher ist bis zum Jahr 2030 ein Brutto-Zubau in einer Größenordnung von 55 Gigawatt bis 60 Gigawatt erforderlich, damit das 2030er Ziel sicher erreicht werden kann.

Insofern sind die vom Klimaschutzprogramm geforderten zusätzlichen Ausschreibungsmengen zwingend auf das Jahr 2027 und 2028 in Höhe von jeweils 6 Gigawatt paritätisch aufzuteilen. Doch auch diese Erhöhung des jährlichen Ausschreibungsvolumens reicht nicht aus, um das ambitionierte EEG-Ausbauziel von einer installierten Windleistung von 115 Gigawatt im Jahr 2030 bzw. von 157 Gigawatt im Jahr 2035 zu erreichen. Insofern sind die Ausschreibungsvolumina des § 28 Absatz 2 EEG-E 2027 in dem vorgeschlagenem Maß zu erhöhen.

Durch diese Ausschreibungsmengen bleibt ein hinreichender Wettbewerb um die EEG-Zuschläge gleichwohl gewahrt, denn durch die aktuell anlaufenden Beschleunigungsmaßnahmen auf Genehmigungsebene sind die EEG-Ausschreibungen aktuell massiv überzeichnet und es ist kein Ende der Genehmigungswelle in Sicht.

Nach einer Auswertung der Fachagentur Wind und Solar aus Juli 2026 waren Mitte des Jahres 19,4 Gigawatt Windenergieleistung immissionsschutzrechtlich genehmigt, aber (noch) ohne Zuschlag. Das bedeutet, dass abzüglich des im August und November 2026 noch zu auktionierenden Ausschreibungsvolumens von 5 Gigawatt rund 14,2 Gigawatt der bereits genehmigten Windenergieleistung in diesem Jahr gar keine Chance auf einen Zuschlag haben. Es ist außerdem davon auszugehen, dass in diesem Jahr mindestens das Volumen wie 2025 (21 Gigawatt) wahrscheinlich genehmigt werden wird. Im ersten Halbjahr 2026 wurden bereits 9,1 Gigawatt behördlich bewilligt, das sind 14 Prozent mehr als im letztjährigen ersten Halbjahr. Daher kann bis Jahresende noch mit mindestens 11 Gigawatt an weiterer genehmigter Leistung gerechnet werden. Zusammen mit den aktuellen 10 Gigawatt, die in diesem Jahr ohne Zuschlag bleiben werden, ist folglich Anfang 2027 mit einem Volumen von wenigstens 25 Gigawatt zu rechnen, das im kommenden Jahr in den Ausschreibungen miteinander konkurrieren wird.

Die Abschmelzung der Ausschreibungsvolumina in den Folgejahre soll gewährleisten, dass der Überhang an Genehmigungen stetig abgebaut wird, dabei dennoch der Wettbewerb um die Ausschreibungen erhalten bleibt und der kontinuierliche Ausbau der Windenergie bis auf 115 Gigawatt im Jahr 2030 gewährleistet wird.

Zu § 28 Absatz 3:

Da aktuell ungewiss ist, wie die neuartigen Resilienzausschreibungen von der Branche angenommen werden, sollte das Ausschreibungsvolumen Wind an Land nicht von den ausgeschriebenen, sondern von den bezugsschlagten Mengen abhängig gemacht werden. Insofern wird mit der Regelung sichergestellt, dass die nicht bezugsschlagten Ausschreibungsvolumina der Resilienzausschreibungen den Wettbewerb bei den Ausschreibungen Wind an Land nach § 28 EEG nicht noch weiter verschärfen.

Zu § 28 Absatz 3a:

Um zu gewährleisten, dass der in § 4 EEG dargestellte Ausbaupfad eingehalten wird, sollte die Bundesnetzagentur weiterhin die Möglichkeit haben, das Ausschreibungsvolumen um 30 Prozent zu erhöhen oder zu verringern. Diese Regelung schafft die nötige Flexibilität, um einen planmäßigen (mit dem Bruttostromverbrauch abgestimmten) EE-Hochlauf zu gewährleisten.

22. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a, Nummer 32 Buchstabe b (§ 28 Absatz 3, § 28a Absatz 3 EEG 2027)

Der Bundesrat fordert, dass das Ausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibungen nach § 28e als zusätzliches Ausschreibungsvolumen gestaltet werden soll und nicht auf das reguläre Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 3 und § 28a Absatz 3 angerechnet wird.

Begründung:

Aktuell ist zu beobachten, dass die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur im Bereich Wind-an-Land und Solaranlagen des ersten Segments (Solarfreifläche) stark überzeichnet sind. Auch wenn das Ausschreibungsvolumen nach § 28 EEG-E 2027 für die Windenergie im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2026 um 12 Gigawatt erhöht wurde, reicht dies nicht aus, damit die genehmigte Windenergieleistung im Rahmen der Ausschreibung ausreichend Zuschläge erhält. Um einen zusätzlichen Ausbauimpuls zu generieren und gleichzeitig strategische Produktionskapazitäten in Europa zu gewährleisten, bietet sich die Resilienzausschreibung als zusätzlicher Ausbauimpuls an.

23. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe c – neu – (§ 28 Absatz 7 – neu – EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe b ist der folgende Buchstabe c einzufügen:

,c) Nach Absatz 6 wird der folgende Absatz 7 eingefügt:

„(7) Abweichend von Absatz 1 findet im Jahr 2027 zusätzlich eine Ausschreibung zum Gebotstermin am 1. April statt (Windsonderausschreibung). Das Ausschreibungsvolumen der Windsonderausschreibung beträgt 5 000 Megawatt. Dieses Ausschreibungsvolumen ist bei der Verteilung des Ausschreibungsvolumens im Jahr 2027 nach Absatz 2 Satz 1 auf die Ausschreibungen des Jahres 2027 nach Absatz 2 Satz 2 nicht zu berücksichtigen. Die sonstigen Ausschreibungsbedingungen entsprechen denen der anderen Gebotstermine.“ ‘

Begründung:

Der zwischenzeitlich entstandene erhebliche Realisierungstau in ganz Deutschland kann durch die im Klimaschutzprogramm 2026 beschlossenen zusätzlichen 12 000 Megawatt nicht ausreichend berücksichtigt werden.

Eine zusätzliche Windsonderausschreibung in Höhe von 5 000 Megawatt für das Jahr 2027 bleibt notwendig, um kurzfristig auf die außergewöhnliche Marktsituation mit einer hohen Zahl genehmigter, aber nicht realisierter Projekte zu reagieren. Der bundesweite Ausschreibungstau beträgt rund 18,7 Gigawatt. Das im Entwurf zum EEG 2027 vorgesehene erhöhte Ausschreibungsvolumen von 15 Gigawatt in den Jahren 2027 und 2028 sowie 12 Gigawatt im Jahr 2029 steht genehmigten und weit fortgeschrittenen Projekten jedoch nur eingeschränkt zur

Verfügung. Denn für die Jahre 2027 bis 2029 sind insgesamt 10,5 Gigawatt für Resilienzausschreibungen Windenergie an Land vorgesehen. Diese werden mit den Ausschreibungsvolumina verrechnet und ihre Kriterien werden erst durch Rechtsverordnung nach § 88d EEG-E 2027 festgelegt.

Bereits genehmigte Projekte können die zusätzlichen Anforderungen aus Resilienzausschreibungen voraussichtlich nicht kurzfristig oder nur mit erheblichem Anpassungsaufwand erfüllen. Um den bestehenden Rückstau genehmigter Vorhaben wirksam abzubauen, muss daher ein zusätzliches, allgemein zugängliches Ausschreibungsvolumen in Höhe von 5 000 Megawatt bereitgestellt werden. Das Volumen soll zusätzlich zu den regulären Ausschreibungen nach § 28 Absatz 2 EEG2027-E bereitgestellt und nicht auf das Ausschreibungsvolumen des Jahres 2027 angerechnet werden. Die Sonderausschreibung schafft die Voraussetzung dafür, genehmigte und weit fortgeschrittene Vorhaben zügig in die Umsetzung zu bringen.

24. Zu Artikel 1 Nummer 33 Buchstabe b (§ 28b Absatz 2 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 33 Buchstabe b ist durch den folgenden Buchstaben b zu ersetzen:

,b) Die Absätze 3 bis 5 werden durch die folgenden Absätze 3 bis 5 ersetzt:

„(3) Das Ausschreibungsvolumen verringert sich < ... weiter wie Vorlage ... >.“

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht eine Verringerung des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des zweiten Segments (PV-Dachanlagen) von bisher 2 300 Megawatt auf 1 500 Megawatt vor. Begründet wird dies mit Kostendämpfungserwägungen und einer gezielten Verschiebung des Ausbaus von PV-Anlagen ins erste Segment (PV-Freiflächenanlagen). Eine ausschließlich auf die Kosten fokussierte Betrachtung lässt jedoch die folgenden wesentlichen Erwägungen außer Acht: Zum einen würde ein verstärkter Ausbau von PV-Anlagen im ersten Segment schon heute bestehende Flächenkonkurrenzen verschärfen, was erhebliche negative Auswirkungen auf die Akzeptanz der Energiewende haben kann. Zum anderen hätte die geplante Gesetzesänderung negative Auswirkungen auf die in urbanen Zentren notwendige und gewünschte Dachflächenvollbelegung, die zum Erreichen der Klimaziele in den Städten von entscheidender Bedeutung ist.

25. Zu Artikel 1 Nummer 32, 33 (§§ 28a, 28b EEG 2027)

- a) Der Bundesrat lehnt die deutliche Verschiebung der Ausschreibungsvolumina zulasten des zweiten Segments und zugunsten des ersten Segments ab.
- b) Vor diesem Hintergrund fordert er, das jährliche Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments auf 2 300 Megawatt jährlich zu erhöhen (§ 28b Absatz 2 EEG-E 2027) sowie in der Folge das Ausschreibungsvolumen des ersten Segments (§ 28a EEG-E 2027) unter Berücksichtigung des erwartbaren Mehrbedarfes an Strom nur geringfügig anzupassen.
- c) Darüber hinaus fordert der Bundesrat, den Gesetzentwurf dergestalt anzupassen, dass die nicht bezuschlagten Ausschreibungsvolumina von Solaranlagen des zweiten Segmentes nicht automatisch zu einer Erhöhung der Ausschreibungsvolumina von Solaranlagen im ersten Segment führen, wie es die Logik des Gesetzentwurfs in den §§ 28a und 28b EEG-E 2027 vorsieht.

Begründung:

Der Ausbau der Solarenergienutzung auf bereits versiegelte Flächen ist aus mehreren Gründen elementar für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Hierzu gehören Akzeptanz in der Bevölkerung, die niederschwellige Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie von Unternehmen an der Energiewende. Auch die Installation von Anlagen des zweiten Segments in der Nähe von urbanen Verbrauchsschwerpunkten ist für die Energiewende von relevanter Bedeutung, da Energieangebot und -nachfrage zusammenkommen.

Die Errichtung von Solar-Freiflächenanlagen konkurriert mit verschiedenen, gesellschaftlich wichtigen Nutzungen (z. B. Landwirtschaft, Wohnungsbau, Industrie- und Gewerbe, Straßen- und Stromnetzausbauvorhaben, Freiflächen für Umwelt- und Naturschutz). Schon aus § 1a Absatz 2 BauGB ergibt sich ein sparsamer und schonender Umgang mit der Fläche. Weiterhin ist in der Nachhaltigkeitsstrategie konkretisiert, dass der tägliche Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche bis 2030 auf unter 30 Hektar pro Tag reduziert werden soll. Daher ist es insgesamt geboten, den entsprechenden Druck auf die Freifläche abzumildern, indem ein entsprechendes Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments erhalten bleibt.

26. Zu Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe b (§ 28c Absatz 2 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe b ist durch den folgenden Buchstaben b zu ersetzen:

,b) Absatz 2 wird durch den folgenden Absatz 2 ersetzt:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 2 500 Megawatt zu installierende Leistung.“ ‘

Begründung:

Das gestaffelte, absinkende Ausschreibungsvolumen für Biomasse von 1 000 Megawatt in den Jahren 2027 und 2028 bis hin zu 500 Megawatt in den Jahren 2031 und 2032 ist für die geforderte Überbauung zu gering. Es sind 2 500 Megawatt Ausschreibungsvolumen jährlich notwendig, um insbesondere die Anlagen aus den ausbaustarken Inbetriebnahme-Jahren 2007 bis 2009 mit der erhöhten Überbauung zu erhalten. Die Forderung für Kleinanlagen mit zunächst zweifacher und dann dreifacher Überbauung und für größere Anlagen mit zunächst dreifacher und dann vierfacher Überbauung benötigt eine Erhöhung der installierten Leistung auf 2 500 Megawatt im Vergleich zu der installierten Leistung der Anlagen, die aus der Vergütung fallen, um die gleiche erneuerbare Strommenge zu erzeugen. Das höhere Ausschreibungsvolumen verhindert, dass sich die durch die gestiegenen Anforderungen an die Flexibilität der Anlagen bedarfsgerecht erzeugte Strommenge verringert und wirtschaftliche Anlagen stillgelegt werden müssen.

27. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 28e EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 36 ist zu streichen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht eine ersatzlose Streichung der Ausschreibung für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§ 28f EEG 2023) und der Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§ 28g EEG 2023) vor. Eine Begründung, warum diese Ausschreibungen nicht umgesetzt werden sollen, fehlt. Die Förderung von Erzeugung und Speicherung von grünem Wasserstoff in Deutschland ist ein wichtiger Hebel, um den Wasserstoffhochlauf zu stärken. Mit der Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland können bestehende erneuerbare Energien-Potenziale genutzt, eine saisonale Energiespeicherung aus EE umge-

setzt sowie die Resilienz des deutschen Energiesystems, durch eine Verringerung von Importabhängigkeiten, gestärkt werden. Die bestehenden Unklarheiten bei der Wasserstoff-Regulatorik und Positionierung der Bundesregierung zur Rolle von Wasserstoff führen zu Investitionsunsicherheiten sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite. Die Umsetzung der bisher vorgesehenen Förderung des EEG nach §§ 28f und g würde dazu beitragen die Angebotsseite zu stärken, notwendige Infrastruktur auszubauen und damit auch den Preis für grünen Wasserstoff zu senken. Eine Streichung der Förderung wird daher abgelehnt.

28. Zu Artikel 1 Nummer 37 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb – neu – (§ 30 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 37 Buchstabe b ist durch den folgenden Buchstaben b zu ersetzen:

,b) Absatz 2 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

- aa) Die Angabe „und Biomethananlagen nach < ... weiter wie Vorlage ... >“
- bb) Die Angabe „150 Kilowatt“ wird durch die Angabe „400 Kilowatt“ ersetzt.

Begründung:

Güllekleinanlagen leisten neben ihrem Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag zum landwirtschaftlichen Klimaschutz, indem sie die Methanemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung unterbinden. Durch die Verwertung von Reststoffen sind sie zudem ein Element der Kreislaufwirtschaft und beanspruchen keine zusätzliche Anbaufläche. Das EEG würdigt diese Vorteile durch spezielle Vergütungsregelungen:

Anlagen, in denen überwiegend Gülle vergoren wird, mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt – sogenannte Güllekleinanlagen – sind im geltenden EEG von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen und erhalten eine gesetzlich festgelegte Vergütung.

Allerdings ist bisher die maximal installierte Leistung von Güllekleinanlagen in derselben Höhe wie die Höchstbemessungsleistung festgelegt. Dadurch besteht für diese Anlagen bisher keine Möglichkeit, durch Überbauung eine flexible Fahrweise zu erreichen. Dies beeinträchtigt sowohl den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen nach Ende des ersten Vergütungszeitraums als auch den Zubau neuer Güllekleinanlagen.

Damit Güllekleinanlagen auch in Zukunft systemdienlich und wirtschaftlich betrieben werden können, ist es erforderlich, auch diesem Anlagensegment die Möglichkeit zur Flexibilisierung einzuräumen.

Der vorliegende Vorschlag schafft deshalb die rechtliche Grundlage für die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen:

- In § 22 wird die Obergrenze für die Befreiung von der Teilnahme an Ausschreibungen von 150 Kilowatt installierte Leistung auf 400 Kilowatt angehoben.
- Im Gegenzug wird die Obergrenze für den Zahlungsanspruch nach § 44 Absatz 2 in Verbindung mit § 19 Absatz 1 auf eine installierte Leistung von höchstens 400 Kilowatt, statt bisher 150 Kilowatt, angehoben.
- Die Bemessungsleistung nach § 44 Absatz 1 bleibt unverändert bei 150 Kilowatt (Höchstbemessungsleistung), somit wird die maximal geförderte Strommenge pro Biogasanlage nicht ausgeweitet.

Zur konsistenten Umsetzung dieser Flexibilisierung sind Folgeänderungen in § 30 (Mindestmenge für Gebote), § 42 (Vergütung von Strom aus Biomasse) und § 88b (Verordnungsermächtigung zur Anschlussförderung von Güllekleinanlagen) erforderlich.

29. Zu Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe b (§ 36 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2027), Nummer 45 (§ 36d EEG 2027), Nummer 88 (§ 53a EEG 2027)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) Nummer 42 Buchstabe b § 36 Absatz 3 Nummer 3 ist zu streichen.
- b) Nummer 45 ist zu streichen.
- c) Nummer 88 § 53a ist zu streichen.

Folgeänderungen:

Artikel 1 Nummer 2 ist wie folgt zu ändern:

- a) Buchstabe k ist zu streichen.
- b) In Buchstabe w ist die Angabe zu § 53a zu streichen.

Begründung:

Die Begrenzung der Nutzungsentgelte für Windenergieanlagen wird abgelehnt. Die Deckelung der Pachtpreise greift unverhältnismäßig in das Eigentumsrecht und die Vertragsfreiheit der Flächeneigentümer ein, ohne dass ein belastbarer Nachweis für eine Senkung der EEG-Förderkosten oder eine Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien erbracht wird. Darüber hinaus wird der Eingriff in den Markt ohne klare Hinweise auf ein Marktversagen kritisiert. Die aktuellen Entwicklungen zeigen bereits deutliche Anpassungen der Pachtpreise.

Zudem ist anzumerken, dass der Entwurf (ähnlich wie bereits § 11a EEG) keinerlei Abgrenzung zwischen verschiedenen Flächenarten vorsieht. Ein einheitliches Entgelt für Waldflächen und beispielsweise landwirtschaftliche Freiflächen ist nicht tragbar. Eine pauschale Begrenzung wird den unterschiedlichen Standort-, Eigentums- und Vertragsverhältnissen nicht gerecht. Nutzungsentgelte berücksichtigen neben der Flächenbindung auch betriebliche Einschränkungen, Risiken und entgangene Nutzungsoptionen. Im Wald kommen unter anderem Wiederbewaldungs- und Ausgleichspflichten hinzu.

Die Einführung des § 36d und der damit einhergehenden Folgeänderungen im EEG 2027 und EnFG schafft einen zusätzlichen bürokratischen Aufwand.

Um den Ausbau der Windkraft weiterhin voran zu bringen, ist nicht nur seitens der Bevölkerung, sondern auch der Flächeneigentümer eine hohe Akzeptanz der Projekte von Bedeutung. Durch die Einführung des § 36d wird diese gefährdet. Es ist zu befürchten, dass die Bereitschaft der Verpachtung von Flächen sinkt und der zügige Ausbau ausgebremst wird.

Es ist außerdem zu befürchten, dass die Regelung sich einseitig zu Lasten der forstwirtschaftlichen, landwirtschaftlichen und kommunalen Flächeneigentümer auswirkt, Projektierer und Energieunternehmen jedoch begünstigt, da die vermeintlich eingesparten Mittel sich nicht 1 : 1 in sinkenden Zuschlagswerten widerspiegeln werden.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass sich eine Pachtdeckel negativ auf das Repowering von Altanlagen auswirken wird. Flächeneigentümer werden die bestehenden Pachtverträge mit höheren Erlösen bis zum Ende der vertraglich bestehenden EEG-Vergütung ausschöpfen. Dies hätte zur Folge, dass ältere Anlagen nicht durch leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden und somit die vorhandenen Leistungspotenziale nicht gehoben werden.

Des Weiteren würde durch die geplante Regelung das bestehende Problem des Nord-Süd-Gefälles beim Windkraftausbau nicht verbessert werden.

§ 36d EEG 2027 und auch § 53a EEG 2027 einschließlich der Folgeänderung in Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe b sowie der anknüpfenden Regelungen in Artikel 6 zur Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes sollten daher gestrichen werden.

30. Zu Artikel 1 Nummer 45a – neu – (§ 36e Absatz 4 – neu – EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 45 ist die folgende Nummer 45a einzufügen:

,45a. Nach § 36e Absatz 3 wird der folgende Absatz 4 eingefügt:

„(4) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn

1. durch Baumaßnahmen auf öffentlichen oder privaten Verkehrswegen, die für den Transport zum Standort erforderlich sind oder
2. durch Brückenablastungen oder andere gewichtsbezogene Beschränkungen auf Verkehrswegen oder
3. durch andere vergleichbare Umstände, die die Befahrung der für den Transport erforderlichen Verkehrswege unmöglich machen,

eine Befahrung mit Schwerlastfahrzeugen nicht möglich ist. Eine Fristverlängerung wird nur gewährt, soweit keine zumutbare Alternativroute zur Verfügung steht, die eine Befahrung des Standorts unter Berücksichtigung der für den Transport erforderlichen Abmessungen und Gewichte ermöglicht. Der Bieter hat darzulegen und nachzuweisen, dass er die Verzögerung nicht zu vertreten hat, die Nichterreichbarkeit vorübergehender Natur ist und voraussichtlich innerhalb des beantragten Verlängerungszeitraums entfallen wird. Die Verlängerung soll für die Dauer der Nichterreichbarkeit ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach den Absätzen 2 und 3 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf.“ ‘

Begründung:

Für die Errichtung von Windenergieanlagen sind zahlreiche Schwertransporte erforderlich. Diese sehen sich der Herausforderung gegenüber, dass immer mehr Brücken und Straßenbauwerke für das Gewicht der Schwertransporte nicht geeignet sind. Verzögerungen sind die Folge, die der Bieter nicht zu vertreten hat. Gleichzeitig erlischt der Zuschlag gemäß § 36e Absatz 1 EEG nach 36 Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen sind. Auch in den Fällen, in denen eine Verzögerung bei den Schwertransporten der Anlagenteile

zu Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Anlage führt, bedarf es einer Regelung, die der Bundesnetzagentur ermöglicht, die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, zu verlängern. Der Verlängerungszeitraum sollte angesichts der bestehenden Regelungen des § 36e EEG einen Zeitraum von 18 Monaten nicht überschreiten.

31. Zu Artikel 1 Nummer 47 (§ 36g EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 47 ist durch die folgende Nummer 47 zu ersetzen:

,47. § 36g wird durch den folgenden § 36g ersetzt:

„§ 36g

Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land

(1) Die Bundesnetzagentur führt ab dem Jahr 2027 das Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land nach § 32 Absatz 1 durch und ermittelt die Gebote, die danach einen Zuschlag erhalten würden. Sie separiert außerdem die nach den §§ 33 und 34 zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3.

(2) Entfällt auf die nach Absatz 1 Satz 1 ermittelten Gebote für Projekte in der Südregion eine Zuschlagsmenge von mindestens 20 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens, erteilt die Bundesnetzagentur die Zuschläge nach Maßgabe von § 32 Absatz 1.

(3) Entfällt auf die nach Absatz 1 Satz 1 ermittelten Gebote für Projekte in der Südregion eine Zuschlagsmenge von weniger als 20 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens, erteilt die Bundesnetzagentur zunächst den nach Absatz 1 Satz 2 separierten Geboten jeweils einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge von 20 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens erreicht oder erstmalig überschritten ist oder sämtliche nach Absatz 1 Satz 2 separierten Gebote einen Zuschlag erhalten haben.

(4) Die Bundesnetzagentur sortiert sämtliche zugelassenen Gebote, die nicht bereits nach Absatz 3 einen Zuschlag erhalten haben, entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3 und erteilt allen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis das am Gebotstermin zu vergebende Ausschreibungsvolumen unter Anrechnung der nach Absatz 3 bezuschlagten Gebotsmenge erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist (Zuschlagsgrenze). Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird kein Zuschlag erteilt.“ ‘

Begründung:

Der Südausschreibungsvorbehalt ist gegenüber einem von vornherein festgelegten gesonderten Ausschreibungssegment für die Südregion das weniger weitreichende Instrument. Die Bundesnetzagentur ermittelt zunächst das reguläre Ausschreibungsergebnis nach § 32 Absatz 1 EEG. Erreicht die Südregion auf dieser Grundlage bereits einen Anteil von mindestens 20 Prozent des jeweiligen Ausschreibungsvolumens, bleibt es bei diesem Ergebnis. Nur wenn dieser Zielwert unterschritten wird, greift der Südausschreibungsvorbehalt.

Ein Anteil von mindestens 20 Prozent des jährlichen Ausschreibungsvolumens entspricht bei den im Gesetzentwurf vorgesehenen Ausschreibungsvolumina mindestens 3 Gigawatt jährlich in den Jahren 2027 und 2028, mindestens 2,4 Gigawatt im Jahr 2029 und mindestens 2 Gigawatt jährlich in den Jahren 2030 bis 2032 für die Südregion. Wird zugleich der Antrag zur Verstetigung des Ausschreibungsvolumens auf 15 Gigawatt jährlich bis 2032 umgesetzt, entspräche dies in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 3 Gigawatt jährlich für die Südregion. Dadurch wird ein regional ausgewogener system- und netzdienlicher Ausbau der Windenergie unterstützt und es können gesamtwirtschaftliche Kosten begrenzt werden.

Der Südausschreibungsvorbehalt greift auf schonende Weise in das etablierte Verfahren ein. Ein auf Grundlage der mittleren Stromgestehungskosten modifiziertes Referenzertragsmodell verspricht eine bessere regionale Verteilung der Zuschläge. Die dringend notwendigen Zuschläge für die Südregion – in Höhe von mindestens 20 Prozent – könnten demnach bereits auf der Grundlage des Referenzertragsmodells erreicht werden. Nur für den Fall des Unterschreitens des Zielwerts von 20 Prozent kommt der Südausschreibungsvorbehalt zur Anwendung.

Kann die Bundesnetzagentur feststellen, dass die Südregion im regulären Ausschreibungsergebnis den Zielwert erreicht, bleibt das übrige Ausschreibungsverfahren unverändert. Wird der Zielwert nicht erreicht, werden zunächst die Gebote der separaten Liste der Gebote aus der Südregion nach Absatz 1 Satz 2 bezuschlagt, bis der Zielwert erreicht oder erstmalig überschritten ist oder sämtliche zugelassenen Gebote aus der Südregion einen Zuschlag erhalten

haben. Anschließend wird das verbleibende Ausschreibungsvolumen wieder nach der allgemeinen Gebotsreihung vergeben.

32. Zu Artikel 1 Nummer 53, 54, 55 (§ 37b, § 37d, § 38a EEG 27)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) Nummer 53 ist zu streichen.
- b) Nummer 54 ist zu streichen.
- c) Nummer 55 § 38a ist zu streichen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht vor, § 37d und damit das bisherige Untersegment für besondere Solaranlagen des ersten Segments zu streichen. Betroffen davon sind Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV. Das bisher verfolgte Anreizsystem für diese flächenschonenden und deshalb akzeptanzstarken besonderen Solaranlagen wird aufgegeben. Besondere Solaranlagen stehen nunmehr im direkten Wettbewerb mit Freiflächen-PV-Anlagen.

Gestrichen wird in Konsequenz auch der gesonderte Höchstwert für besondere Solaranlagen nach § 37b Absatz 2. Ausgleich soll die in § 38a vorgesehene höhere Vergütung bieten, die aber nur für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen und Moor-PV-Anlagen gilt. Parkplatz-PV- und Floating-PV-Anlagen unterfallen dieser Neuregelung nicht.

Diese förderpolitische Neuausrichtung ist sachlich nicht gerechtfertigt. An dem erhöhten Investitions- und Planungsaufwand von besonderen Solaranlagen hat sich seit dem EEG 2023 nichts geändert. Besondere Solaranlagen drohen erneut im Wettbewerb mit Freiflächenanlagen wirtschaftlich benachteiligt, folglich weniger realisiert zu werden. Das widerspricht der im Koalitionsvertrag der die Bundesregierung tragenden Parteien vereinbarten Zielsetzung, auf Flächenschonung zu achten und die Möglichkeiten der Doppelnutzung zu erleichtern. Der Koalitionsvertrag hat dabei explizit Parkplatz-, Agri- und Floating-PV im Blick (Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 2025, Z. 1029f.).

Vor diesem Hintergrund ist an § 37d sowie als Folge an § 37b Absatz 2 festzuhalten. Damit erübrigt sich zugleich die Neuregelung in § 38a.

33. Zu Artikel 1 Nummer 64 Buchstabe a₁ – neu – (§ 39g Absatz 2 Satz 2, 4 EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 64 Buchstabe a ist der folgende Buchstabe a₁ einzufügen:

„a₁) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 wird die Angabe „42. Kalendermonat“ durch die Angabe „60. Kalendermonat“ ersetzt.

bb) In Satz 4 wird die Angabe „43. Kalendermonats“ durch die Angabe „61. Kalendermonats“ ersetzt.“

Begründung:

Aufgrund fehlender Netzanschlusskapazitäten sind die Übergangsbedingungen für bestehende Biomasseanlagen nach § 39g EEG 2023 zu verbessern. Insbesondere für Anlagen, die in den Jahren 2005 bzw. 2006 in Betrieb genommen wurden und sich derzeit in den Jahren 2025 bzw. 2026 an Ausschreibungen beteiligen, fehlt es an ausreichenden Netzanschlusskapazitäten. Zudem bestehen hinsichtlich Blockheizkraftwerken, Wärme- und Gasspeichern regelmäßig Verfügbarkeitsengpässe und entsprechend lange Lieferzeiten. Der in der früheren Fassung des EEG 2023 vorgesehene Realisierungszeitraum von 60 Monaten sollte daher angesichts der wirtschaftlich schwierigen Situation sowie bestehender Verfügbarkeitsproblematiken wiederhergestellt werden. Der vorgesehene Realisierungszeitraum von 42 Monate sollte entsprechend wieder auf 60 Monate angehoben werden.

34. Zu Artikel 1 Nummer 64a – neu – (§ 39h Absatz 3 Satz 1 EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 64 ist die folgende Nummer 64a einzufügen:

„64a. In § 39h Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „zwölf“ durch die Angabe „fünfzehn“ ersetzt.“

Begründung:

In § 39h Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 ist die Dauer des Zahlungsanspruchs für bestehende Biomasseanlagen auf zwölf Jahre festgelegt. Dabei war das EEG 2023 auf die Förderung von Investitionen für eine doppelte Überbauung ausge-

legt, die sich über zwölf Jahre amortisieren lassen sollten. Wie der Evaluationsbericht des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik zur Stromerzeugung aus Biomasse aus dem Jahr 2024 zeigt, können die Kosten für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen nur im Falle hoher Strom- und Wärmeerlöse kompensiert werden.

Die Umsetzung der Flexibilisierungsmaßnahmen, wie sie das Anfang 2025 verabschiedete Biomassepaket vorsieht, zieht nun Investitionskosten für eine mehrfache Überbauung nach sich. Eine Refinanzierung innerhalb des unveränderten Zeitraums von zwölf Jahren ist vielfach nicht realisierbar. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die Ende 2025 oder Ende 2026 in den zweiten Vergütungszeitraum eintraten beziehungsweise eintreten und noch nicht flexibilisiert sind. Ihnen fehlt dann teilweise sogar ein vollständiger Zeitraum von zwölf Jahren zur Refinanzierung.

Die Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums ist darüber hinaus auch mit Blick auf die in Biogasanlagen anfallende Wärme wichtig. Das im Juli 2026 in Kraft getretene Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) sieht vor, dass neu eingebaute Gas- und Ölheizungen ab 2029 zu steigenden Anteilen mit Biogas oder Bioöl bis zu 100 Prozent im Jahr 2045 betrieben werden („Biotreppe“). Wärme aus Biogas spielt ebenfalls im Wärmeplanungsgesetz (WPG) eine große Rolle. In beiden Fällen wirken sich zu geringe Lieferzeiträume für Biogas-Wärme kontraproduktiv auf die Realisierung der „Biotreppe“ bzw. den Betrieb von Wärmenetzen mit der Option Biogas aus.

Vor diesem Hintergrund ist die Dauer der Vergütungsperiode auf insgesamt 15 Jahre zu verlängern, um bestehende Anlagen zu sichern, neue Investitionen anzureizen und die Potenziale von Biomasseanlagen für eine bezahlbare, sichere, kosteneffiziente und resiliente Energieversorgung gezielt zu nutzen.

35. Zu Artikel 1 Nummer 65 Buchstabe c (§ 39i Absatz 2a Satz 3, 5 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 65 Buchstabe c ist durch den folgenden Buchstaben c zu ersetzen:

,c) Absatz 2a wird wie folgt geändert:

- a) In Satz 3 wird die Angabe „oder Satz 5“ gestrichen.
- b) In Satz 5 wird die Angabe „350 Kilowatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.

Begründung:

Die Kleinanlagengrenze, ab der Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 350 Kilowatt zunächst nur noch 11 680 Betriebsviertelstunden (dreifache Überbauung) vergütet werden, soll auf 750 Kilowatt angehoben werden. Dadurch können mehr Anlagen mit einer zweifachen (16 000 Betriebsviertelstunden) und später dreifachen Überbauung weiterbetrieben werden. Zugleich kann die erforderliche Erweiterung der Netzanschlusskapazitäten auf mehrere Jahre gestreckt werden. Die Änderung erleichtert zudem Anlagenbetreibern die Finanzierung und leistet langfristig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit bei Strom und Wärme.

36. Zu Artikel 1 Nummer 65 (§ 39i Absatz 2a EEG 2027)

Es möge darauf hingewirkt werden, das Betriebsviertelstundenregime in Verbindung mit der Leistung von Biogas-BHKW durch die Schaffung von Vorgaben und Anreizen für alternative technische Systeme zur flexiblen Stromeinspeisung zu ersetzen, um den Betrieb der Biogasanlagen gemäß den Bedürfnissen vor Ort zu ermöglichen.

Begründung:

Die Schaffung von Flexibilisierungsanreizen (z. B. analog der 2 Cent-Regelung aus dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzen-gesetz“) zur Nutzung von z. B. Stromspeichern, um den Betreibern zum Beispiel bei der Nutzung weiterer Vermarktungsmodelle (Wärme, lokale Stromversorgung o. ä.) ist zu ermöglichen.

37. Zu Artikel 1 Nummer 70 (§ 42 Satz 1 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 70 ist durch die folgende Nummer 70 zu ersetzen:

- ,70. In § 42 Satz 1 wird die Angabe „150 Kilowatt“ durch die Angabe „400 Kilowatt“ und die Angabe „12,67 Cent“ durch die Angabe „12,48 Cent“ ersetzt.‘

Begründung:

Güllekleinanlagen leisten neben ihrem Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag zum landwirtschaftlichen Klimaschutz, indem sie die Methanemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung unterbinden. Durch die Verwertung von Reststoffen sind sie zudem ein Element der Kreislaufwirtschaft und beanspruchen keine zusätzliche Anbaufläche. Das EEG würdigt diese Vorteile durch spezielle Vergütungsregelungen:

Anlagen, in denen überwiegend Gülle vergoren wird, mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt – sogenannte Güllekleinanlagen – sind im geltenden EEG von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen und erhalten eine gesetzlich festgelegte Vergütung.

Allerdings ist bisher die maximal installierte Leistung von Güllekleinanlagen in derselben Höhe wie die Höchstbemessungsleistung festgelegt. Dadurch besteht für diese Anlagen bisher keine Möglichkeit, durch Überbauung eine flexible Fahrweise zu erreichen. Dies beeinträchtigt sowohl den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen nach Ende des ersten Vergütungszeitraums als auch den Zubau neuer Güllekleinanlagen.

Damit Güllekleinanlagen auch in Zukunft systemdienlich und wirtschaftlich betrieben werden können, ist es erforderlich, auch diesem Anlagensegment die Möglichkeit zur Flexibilisierung einzuräumen.

Der vorliegende Vorschlag schafft deshalb die rechtliche Grundlage für die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen:

- In § 22 wird die Obergrenze für die Befreiung von der Teilnahme an Ausschreibungen von 150 Kilowatt installierte Leistung auf 400 Kilowatt angehoben.
- Im Gegenzug wird die Obergrenze für den Zahlungsanspruch nach § 44 Absatz 2 in Verbindung mit § 19 Absatz 1 auf eine installierte Leistung von höchstens 400 Kilowatt, statt bisher 150 Kilowatt, angehoben.
- Die Bemessungsleistung nach § 44 Absatz 1 bleibt unverändert bei 150 Kilowatt (Höchstbemessungsleistung), somit wird die maximal geförderte Strommenge pro Biogasanlage nicht ausgeweitet.

Zur konsistenten Umsetzung dieser Flexibilisierung sind Folgeänderungen in § 30 (Mindestmenge für Gebote), § 42 (Vergütung von Strom aus Biomasse) und § 88b (Verordnungsermächtigung zur Anschlussförderung von Güllekleinanlagen) erforderlich.

38. Zu Artikel 1 Nummer 70 (§ 42 EEG 2027)

Der Bundesrat bittet, den Einsatz von ökologisch wertvollen Substraten wie zum Beispiel Gülle, Mist, Blühpflanzen, Leguminosen und Zwischenfrüchte mit folgenden Zuschlägen besonders zu honorieren:

- a) Soweit in Biomasseanlagen Biogas eingesetzt wird, das in dem jeweiligen Kalenderjahr durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, sollte sich der anzulegende Wert für den aus diesen Einsatzstoffen erzeugten Strom unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen.
- b) Bei Neuanlagen in der Festvergütung sollte sich der Anspruch um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen, soweit der Strom aus Einsatzstoffen gemäß § 2 Biomasseverordnung erzeugt wird.
- c) Für bereits bezuschlagte Anlagen und Anlagen im ersten Vergütungszeitraum sollte der Anspruch um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöht werden.

Begründung:

Die Sicherung des Weiterbetriebes durch Anschlussförderung von Bestandsanlagen mit Wirtschaftsdünger sollen durch eine besondere Honorierung für den Einsatz von ökologisch wertvollen Substraten (u.a. Gülle, Mist) erreicht werden.

Es gibt eine Reihe von Substraten, die einen über die klimaneutralen Energieerzeugung hinaus gehenden ökologisch Mehrwert, z. B. hinsichtlich Emissionsminderung oder Steigerung der Biodiversität, mit sich bringen. Dazu gehören neben Gülle und Mist insbesondere auch Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte. Gegenüber konventionellen Substraten (Wirtschaftsdünger/Maissilage) ist die Nutzung dieser Pflanzen als Biogassubstrate jedoch mit Mehrkosten verbunden, die ausgeglichen werden müssen.

39. Zu Artikel 1 Nummer 72 (§ 44 Absatz 1, 2 EEG 2027)

Der Bundesrat bittet um Berücksichtigung und Umsetzung folgender Regelungen zur Vergärung von Gülle:

- a) Für Strom aus Anlagen nach § 44 Absatz 1, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, sollte der anzulegende Wert nach § 44 Absatz 1 Nummer 1 bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt von 22 auf 26,4 Cent pro Kilowattstunde und der anzulegende Wert nach § 44 Absatz 1 Nummer 2 über einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt von 19 auf 22,8 Cent pro Kilowattstunde erhöht werden.

- b) Die Begrenzung der installierten Leistung auf insgesamt höchstens 150 Kilowatt am Standort der Biogaserzeugungsanlage nach § 44 Absatz 2 Nummer 2 sollte gestrichen oder auf insgesamt höchstens 150 Kilowatt Bemessungsleistung, ohne Begrenzung der installierten Leistung, umgestellt werden.

Begründung:

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist auf eine installierte Leistung von bis zu 150 Kilowatt begrenzt; ein Flexibilitätszuschlag wird nicht gewährt. So ist es de facto Güllekleinanlagen nicht möglich, auf eine flexible Stromerzeugung umzurüsten. Außerdem werden über diese Leistungsgrenze hinausgehende betriebseigene Güllepotenziale für die Biogaserzeugung nicht genutzt.

Güllekleinanlagen sollte es ermöglicht werden, zu flexibilisieren und zudem die Kostenvorteile größerer BHKW nutzen zu können.

Die Regelung des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzengesetz“), dass bei Börsenstrompreisen < 2 ct/kWh keine EEG-Vergütung erfolgt, verhindert den wirtschaftlichen Betrieb von zurzeit in Bau oder Inbetriebnahme befindlichen Güllekleinanlagen, insbesondere da diese in ihrer installierten Leistung limitiert sind und daher nicht überbauen können. Güllekleinanlagen sollten daher aus dieser Regelung herausgenommen werden oder die Obergrenze für die installierte elektrische Leistung gestrichen werden (ggfs. Änderung auf Bemessungsleistung/Gaserzeugungsleistung).

40. Zu Artikel 1 Nummer 73 (§ 44a Satz 1 EEG 2027)

Der Bundesrat bittet um Berücksichtigung und Umsetzung folgender Regelungen zur Vergärung von Gülle:

Für Strom aus Anlagen nach § 44 Absatz 1, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, sollte die Verringerung des Höchstwertes um 0,5 Prozent pro Jahr gegenüber dem vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert nach § 44a Satz 1 ausgesetzt werden.

Begründung:

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist auf eine installierte Leistung von bis zu 150 Kilowatt begrenzt; ein Flexibilitätszuschlag wird nicht gewährt. So ist es de facto Güllekleinanlagen nicht möglich, auf eine flexible Stromerzeugung umzurüsten. Außerdem werden über diese Leistungsgrenze hinausgehende betriebseigene Güllepotenziale für die Biogaserzeugung nicht genutzt.

Güllekleinanlagen sollte es ermöglicht werden zu flexibilisieren und zudem die Kostenvorteile größerer BHKW nutzen zu können.

Die Regelung des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzengesetz“), dass bei Börsenstrompreisen < 2 ct/kWh keine EEG-Vergütung erfolgt, verhindert den wirtschaftlichen Betrieb von zurzeit in Bau oder Inbetriebnahme befindlichen Güllekleinanlagen, insbesondere da diese in ihrer installierten Leistung limitiert sind und daher nicht überbauen können. Güllekleinanlagen sollten daher aus dieser Regelung herausgenommen werden oder die Obergrenze für die installierte elektrische Leistung gestrichen werden (ggfs. Änderung auf Bemessungsleistung/Gaserzeugungsleistung).

41. Zu Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa Dreifachbuchstabe aaa (§ 48 Absatz 1 Satz 1 EEG 2027)

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass mit dem Gesetzentwurf der anzulegende Wert für Strom aus Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, von 7 Cent auf 6,2 Cent pro Kilowattstunde deutlich gesenkt werden soll.
- b) Der Bundesrat fordert, dass der in § 48 Absatz 1 Satz 1 festgelegte anzulegende Wert unter Berücksichtigung verringerter Ertragsmöglichkeiten und zusätzlicher Kostenkomponenten angehoben oder mindestens konstant gehalten wird, um weiterhin einen wirtschaftlichen Ausbau in diesem Segment zu gewährleisten.

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht vor, den anzulegenden Wert für Strom aus Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, abzusenken. Dabei werden verringerte Ertragsmöglichkeiten bzw. zusätzliche Kostenkomponenten, die sich aus dem vorliegenden Gesetzentwurf sowie dem parallel in Abstimmung befindlichen Netzanschlusspaket ergeben, außer Acht gelassen.

Die Einführung eines Refinanzierungsbeitrags – wie im vorliegenden Gesetz-entwurf vorgesehen – führt dazu, dass über den anzulegenden Wert hinaus-gehende Mehrerlöse, die bisher bei der Kalkulation von Projekten berücksich-tigt werden konnten, künftig entfallen.

Zudem werden im Netzanschlusspaket ein sogenannter Redispatch-Vorbehalt und die Erhebung von Baukostenzuschüssen vorgesehen, die sich ebenfalls auf die Kalkulation von Projekten auswirken können. Der Redispatch-Vorbehalt kann dazu führen, dass erhebliche Unsicherheiten bezüglich künftiger Erlös-möglichkeiten von geplanten Anlagen entstehen, die entweder zum Verwerfen von betroffenen Projektvorhaben führen oder aber die Finanzierungskosten und damit die Gesamtkosten eines Projektes erhöhen. Die Einführung von Bau-kostenzuschüssen führt zu Kostensteigerungen aller Neuanlagen, die ebenfalls bei der Kalkulation von Projekten berücksichtigt werden müssen und damit in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen kostensteigernd einfließen werden.

Die benannten Auswirkungen lassen jeweils sowie in Summe eine Erhöhung der Stromgestehungskosten erwarten.

Dementgegen sieht der Gesetzentwurf eine Absenkung des anzulegenden Wertes vor. Daneben ist weiterhin eine Verschiebung des Ausbaus zugunsten von Freiflächenanlagen vorgesehen, d.h. eine Steigerung des Ausbaus in einem von der Absenkung des anzulegenden Wertes betroffenen Anlagensegment.

Das Absenken des anzulegenden Wertes kann bei gleichzeitiger Einführung ertragsmindernder und kostensteigernder Regelungen dazu führen, dass der Ausbau in dem vergleichsweise kostengünstigen Segment unnötig ausgebremst wird. Dies würde das Erreichen der Ausbauziele gefährden.

Eine Erhöhung oder zumindest eine Beibehaltung des anzulegenden Wertes scheint aus den genannten Gründen geboten.

42. Zu Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb (§ 48 Absatz 1 Satz 3 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb § 48 Absatz 1 Satz 3 ist zu streichen.

Begründung:

Nach § 48 Absatz 1 Satz 2 EEG-E 2027 entsteht der Zahlungsanspruch für Solaranlagen, die vor dem Beschluss des Bebauungsplans unter den Voraussetzungen des § 33 BauGB errichtet worden sind, erst mit dem Beschluss des Bebauungsplans. Diese Regelung ist sachgerecht, weil sie an die planungsrechtliche Absicherung des Vorhabens anknüpft. Der zu streichende Satz ordnet darüber hinaus an, dass sich der Förderzeitraum um die Tage zwischen Inbetriebnahme und Beschluss verringert.

Damit trägt der Vorhabenträger einen dauerhaften Vermögensnachteil, dessen Höhe allein von der Dauer des kommunalen Bauleitplanverfahrens abhängt. Diese Dauer wird maßgeblich von Umständen bestimmt, die weder der Vorhabenträger noch die Gemeinde vollständig steuern kann, insbesondere von der Beteiligung der Behörden und der Öffentlichkeit nach den §§ 3 und 4 BauGB, von Stellungnahmen der Fachbehörden und von der Behandlung eingegangener Einwendungen.

Die Regelung wirkt damit gegen ihren eigenen Zweck. § 33 BauGB soll die Realisierung von Vorhaben während des laufenden Planverfahrens ermöglichen und Verfahren beschleunigen. Wird die Nutzung dieser Möglichkeit förderrechtlich sanktioniert, werden Vorhabenträger den Abschluss des Planverfahrens abwarten; der Zubau verzögert sich. Zugleich entsteht auf kleine Gemeinden mit gering ausgestatteten Bauverwaltungen Druck, Verfahrensschritte abzukürzen, weil jede Verzögerung dem Vorhabenträger unmittelbar Fördervolumen entzieht. Beides ist mit einer rechtssicheren und sorgfältigen Bauleitplanung nicht vereinbar.

Die vorgeschlagene Streichung belastet den Bundeshaushalt nicht zusätzlich in der Sache, sondern verschiebt lediglich den Beginn des unverändert langen Förderzeitraums. Der mit der Regelung verfolgte Zweck, eine Förderung vor planungsrechtlicher Absicherung zu vermeiden, wird durch § 48 Absatz 1 Satz 2 EEG-E 2027 bereits vollständig erreicht.

43. Zu Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe c (§ 48 Absatz 1b Einleitungsteil, Nummer 2 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe c § 48 Absatz 1b ist wie folgt zu ändern:

- a) Im Einleitungsteil ist die Angabe „0,5 Cent“ durch die Angabe „1,5 Cent“ zu ersetzen.
- b) In Nummer 2 ist die Angabe „Buchstabe e“ durch die Angabe „Buchstabe d bis f“ zu ersetzen.

Begründung:

Der neue § 48 Absatz 1b EEG-E 2027 sieht für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen einen Zuschlag auf den anzulegenden Wert in Höhe von 0,5 Cent je Kilowattstunde vor. Für Floating-PV und Parkplatz-PV-Anlagen ist kein entsprechender technologiespezifischer Bonus vorgesehen. Der Entwurf trägt den besonderen technischen, wirtschaftlichen und flächenpolitischen Eigenschaften der besonderen Solaranlagen nicht ausreichend Rechnung. Die vorgesehene Förderung orientiert sich überwiegend an den Kosten konventioneller Frei-

flächen-Photovoltaikanlagen und berücksichtigt die deutlich höheren Investitionskosten von Floating-PV- und Parkplatz-PV-Anlagen nicht angemessen.

Während hochaufgeständerte Agri-PV und Moor-PV einen Bonus erhält, bleiben Floating-PV und Parkplatz-PV trotz vergleichbarer beziehungsweise teilweise höherer technischer Anforderungen unberücksichtigt. Dies führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung innerhalb der besonderen Solaranlagen.

Es wird vorgeschlagen, die Zusatzförderung für alle besonderen PV-Anlagentypen auszuzahlen, um deren Marktdurchdringung zu fördern und dabei die Förderhöhe auf 1,5 Cent je Kilowattstunde zu erhöhen.

44. Zu Artikel 1 Nummer 82 (§ 50a Absatz 1 Satz 1, Absatz 2 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 82 ist durch die folgende Nummer 82 zu ersetzen:

,82. § 50a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „100 Euro pro Kilowatt“ durch die Angabe „130 Euro pro Kilowatt“ ersetzt.
- b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) Die Angabe „oder § 43“ wird durch die Angabe „, § 43 oder § 44“ ersetzt.
 - bb) Die Angabe „§ 52“ wird < ... weiter wie Vorlage ... >‘

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Mit den neuen Vorgaben zur Flexibilität sind große Investitionen in Blockheizkraftwerke und Gas- und Wärmespeicher notwendig. Aufgrund der in den letzten Jahren stark gestiegenen Investitionskosten, insbesondere der Baukosten, ist auch eine Erhöhung des Flexibilitätszuschlags notwendig, um dies ansatzweise abzufedern, auszugleichen bzw. zu kompensieren.

Zu Buchstabe b Doppelbuchstabe aa:

Die Ergänzungen dienen insbesondere der Einbeziehung von Güllekleinanlagen. Ziel ist es, dass Güllekleinanlagen flexibel am Strommarkt teilnehmen, um schwach positive sowie negative Strompreise auszugleichen und ebenso bedarfsgerecht Strom erzeugen und hierfür den Flexibilitätszuschlag erhalten.

45. Zu Artikel 1 Nummer 82 (§ 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2027)*

Artikel 1 Nummer 82 ist durch die folgende Nummer 82 zu ersetzen:

„82. § 50a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „50 Euro“ durch die Angabe „90 Euro“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 wird die Angabe „§ 50 < ... weiter wie Vorlage ... >.“

Begründung:

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen soll zur bedarfsgerechten Strom-einspeisung beitragen, wenn Windkraft- und Solaranlagen nicht genügend Strom produzieren. Dazu wird die Stromeinspeisung auf ein Drittel der jährlichen Volllaststunden beschränkt, um zu Bedarfszeiten eine höhere Biogas-Strommenge einzuspeisen. Die höhere Stromeinspeisung wird durch den Zubau flexibel einsetzbarer Verstromungseinheiten (BHKW) realisiert und erfordert gleichzeitig den Zubau eines Gasspeichers und bei Wärmenutzung eines Wärmespeichers. Diese Investitionen werden bei Neuanlagen bisher über den Flexibilisierungszuschlag von 100 Euro/kW flexibler Leistung finanziert und reduzieren sich auf 50 Euro pro Kilowatt flexibler Leistung, wenn eine Bestandsanlage bereits Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie einer früheren EEG-Fassung erhalten hatte.

Nach dem Evaluationsbericht Stromerzeugung aus Biomasse (Fraunhofer IEE et al, 2024) ist ein Gewinn von 1 Cent/kWh erst bei einem Flexibilitätszuschlag von 125 Euro pro Kilowatt flexibler Leistung erreichbar, wenn keine wirtschaftliche Wärmenutzung möglich ist. Diese Konstellation ist bei vielen landwirtschaftlichen Betrieben in den Neuen Ländern anzutreffen, deren Biogasanlagen zu weit entfernt von Ortschaften errichtet wurden. Um das Flexibilitätspotenzial der Biogasanlagen optimal zu nutzen, sollte allen Biogasanlagen die Möglichkeit eines wirtschaftlichen und flexiblen Weiterbetriebs eingeräumt werden. Dies gilt auch für Bestandsanlagen, die bereits anteilig Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie einer früheren EEG-Fassung erhalten hatten.

46. Zu Artikel 1 Nummer 82 (§ 50a Absatz 2 EEG 2027)

Es möge darauf hingewirkt werden, das Betriebsviertelstundenregime in Verbindung mit der Leistung von Biogas-BHKW durch die Schaffung von Vor-

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 44 redaktionell zusammenzuführen

gaben und Anreizen für alternative technische Systeme zur flexiblen Stromeinspeisung zu ersetzen, um den Betrieb der Biogasanlagen gemäß den Bedürfnissen vor Ort zu ermöglichen.

Begründung:

Die Schaffung von Flexibilisierungsanreizen (z.B. analog der 2 Cent-Regelung aus dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzen-gesetz“) zur Nutzung von z. B. Stromspeichern, um den Betreibern zum Beispiel bei der Nutzung weiterer Vermarktungsmodelle (Wärme, lokale Stromversorgung o. ä.) ist zu ermöglichen.

47. Zu Artikel 1 Nummer 109 Buchstabe b - neu - (§ 88b Nummer 3 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 109 ist durch die folgende Nummer 109 zu ersetzen:

,109. § 88b wird wie folgt geändert:

- a) In der Angabe vor Nummer 1 wird die Angabe „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ < ... weiter wie Vorlage ... >.
- b) In Nummer 3 wird die Angabe „150 Kilowatt“ durch die Angabe „400 Kilowatt“ ersetzt.

Begründung:

Güllekleinanlagen leisten neben ihrem Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag zum landwirtschaftlichen Klimaschutz, indem sie die Methanemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung unterbinden. Durch die Verwertung von Reststoffen sind sie zudem ein Element der Kreislaufwirtschaft und beanspruchen keine zusätzliche Anbaufläche. Das EEG würdigt diese Vorteile durch spezielle Vergütungsregelungen:

Anlagen, in denen überwiegend Gülle vergoren wird, mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt – sogenannte Güllekleinanlagen – sind im geltenden EEG von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen und erhalten eine gesetzlich festgelegte Vergütung.

Allerdings ist bisher die maximal installierte Leistung von Güllekleinanlagen in derselben Höhe wie die Höchstbemessungsleistung festgelegt. Dadurch besteht für diese Anlagen bisher keine Möglichkeit, durch Überbauung eine

flexible Fahrweise zu erreichen. Dies beeinträchtigt sowohl den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen nach Ende des ersten Vergütungszeitraums als auch den Zubau neuer Güllekleinanlagen.

Damit Güllekleinanlagen auch in Zukunft systemdienlich und wirtschaftlich betrieben werden können, ist es erforderlich, auch diesem Anlagensegment die Möglichkeit zur Flexibilisierung einzuräumen.

Der vorliegende Vorschlag schafft deshalb die rechtliche Grundlage für die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen:

- In § 22 wird die Obergrenze für die Befreiung von der Teilnahme an Ausschreibungen von 150 Kilowatt installierte Leistung auf 400 Kilowatt angehoben.
- Im Gegenzug wird die Obergrenze für den Zahlungsanspruch nach § 44 Absatz 2 in Verbindung mit § 19 Absatz 1 auf eine installierte Leistung von höchstens 400 Kilowatt, statt bisher 150 Kilowatt, angehoben.
- Die Bemessungsleistung nach § 44 Absatz 1 bleibt unverändert bei 150 Kilowatt (Höchstbemessungsleistung), somit wird die maximal geförderte Strommenge pro Biogasanlage nicht ausgeweitet.

Zur konsistenten Umsetzung dieser Flexibilisierung sind Folgeänderungen in § 30 (Mindestmenge für Gebote), § 42 (Vergütung von Strom aus Biomasse) und § 88b (Verordnungsermächtigung zur Anschlussförderung von Güllekleinanlagen) erforderlich.

48. Zu Artikel 1 Nummer 118 (§ 98 Absatz 1 Satz 5 und Satz 7 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 118 § 98 Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Satz 5 ist die Angabe „einschließlich von Fallbeispielen für eine gelungene Bürger- und Öffentlichkeitsbeteiligung“ zu streichen.
- b) In Satz 7 ist nach der Angabe „kann“ die Angabe „im Benehmen mit“ einzufügen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf erweitert die jährliche Berichtspflicht der Länder nach § 98 Absatz 1 EEG 2027 und stellt gleichzeitig fest, es entstehe „kein Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Länder und Kommunen“ (BR-Drucksache 470/26, Begründung des Gesetzentwurfes, S. 8 und S. 175). Zur Begründung wird angeführt, es handele sich um eine ergänzende Angabe der ohnehin zu liefernden Geodaten (BR-Drucksache 470/26, S. 176).

Diese Annahme trifft für die qualitativen Berichtsinhalte nicht zu. Angaben zu Hemmnissen in der Regional- und Bauleitplanung und Fallbeispiele für eine gelungene Bürger- und Öffentlichkeitsbeteiligung liegen in keinem Fachverfahren vor. Sie müssen bei den Regionalen Planungsverbänden und den Gemeinden erhoben, bewertet und plausibilisiert werden. Der Aufwand fällt neben der laufenden Aufstellung und Änderung der Regionalpläne an und trifft kleinteilige Planungsstrukturen überproportional. Die vom Entwurf angeführte Gegenentlastung durch die Halbierung der Pflichtsitzungen des Kooperationsausschusses (§ 97 Absatz 3 EEG 2027) wird in der Begründung des Gesetzesentwurfs selbst als geringfügig bezeichnet und nicht beziffert.

Die Sammlung von Fallbeispielen gelungener Öffentlichkeitsbeteiligung dient nicht dem Monitoring der Zielerreichung, sondern der fachlichen Fortbildung; sie kann den Ländern nicht als gesetzliche Berichtspflicht auferlegt werden. Die für die Bewertung der Flächenverfügbarkeit erforderlichen Angaben nach § 98 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 5 EEG-E 2027 sowie die Darstellung von Hemmnisgründen und Maßnahmenvorschlägen bleiben unberührt.

Die vorgeschlagene Ergänzung in § 98 Absatz 1 Satz 7 EEG-E 2027 stellt sicher, dass Formatvorgaben des Bundes an vorhandene Datenhaltungen und Geoinformationssysteme der Länder anschließen. Ohne Benehmen können einseitige Formatvorgaben eine vollständige Neuerfassung bereits vorliegender Daten erforderlich machen und damit Aufwand erzeugen, der durch den Zweck des Monitorings nicht gerechtfertigt ist.

49. Zu Artikel 1 Nummer 118 (§ 98 Absatz 3 Satz 2 EEG 2027)

In Artikel 1 Nummer 118 § 98 Absatz 3 Satz 2 ist die Angabe „und bewertet sie“ durch die Angabe „sie, ob in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr der Richtwert für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 4a erreicht worden ist, und bewertet“ zu ersetzen.

Begründung:

Der Strommengenpfad dient als sinnvolle Referenzgröße, anhand derer der Fortschritt für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überprüft, mögliche Abweichungen von den gesetzten Zielen frühzeitig identifiziert und bei Bedarf entsprechende Anpassungen vorgenommen werden können. Das jährliche Monitoring der Bundesregierung sollte daher auch unter Berücksichtigung des Strommengenpfades erstellt werden.

50. Zu Artikel 1 Nummer 121 (§ 100 EEG 2027)

Der Bundesrat bittet, den Einsatz von ökologisch wertvollen Substraten wie zum Beispiel Gülle, Mist, Blühpflanzen, Leguminosen und Zwischenfrüchte mit folgenden Zuschlägen besonders zu honorieren:

- a) Soweit in Biomasseanlagen Biogas eingesetzt wird, das in dem jeweiligen Kalenderjahr durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, sollte sich der anzulegende Wert für den aus diesen Einsatzstoffen erzeugten Strom unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen.
- b) Bei Neuanlagen in der Festvergütung sollte sich der Anspruch um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen, soweit der Strom aus Einsatzstoffen gemäß § 2 Biomasseverordnung erzeugt wird.
- c) Für bereits bezuschlagte Anlagen und Anlagen im ersten Vergütungszeitraum sollte der Anspruch um 5 Cent pro Kilowattstunde erhöht werden.

Begründung:

Die Sicherung des Weiterbetriebes durch Anschlussförderung von Bestandsanlagen mit Wirtschaftsdünger sollen durch eine besondere Honorierung für den Einsatz von ökologisch wertvollen Substraten (u.a. Gülle, Mist) erreicht werden.

Es gibt eine Reihe von Substraten, die einen über die klimaneutralen Energieerzeugung hinaus gehenden ökologisch Mehrwert, z. B. hinsichtlich Emissionsminderung oder Steigerung der Biodiversität, mit sich bringen. Dazu gehören neben Gülle und Mist insbesondere auch Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte. Gegenüber konventionellen Substraten (Wirtschaftsdünger/Maissilage) ist die Nutzung dieser Pflanzen als Biogassubstrate jedoch mit Mehrkosten verbunden, die ausgeglichen werden müssen.

51. Zu Artikel 1 allgemein (Ergänzung des Fördermechanismus durch geeignete Erweiterungen)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass der Gesetzentwurf der Bundesregierung den künftigen Fördermechanismus als produktionsabhängigen Differenzvertrag mit jährlicher Referenzperiode ausgestaltet. Der Bundesrat weist jedoch

darauf hin, dass der Fördermechanismus durch geeignete Erweiterungen ergänzt werden muss, um verbleibende Problemfelder zu adressieren. Genau diese flankierenden Instrumente enthält der Gesetzentwurf nicht. Ein produktionsabhängiger Differenzvertrag ohne die nachfolgend genannten Korrekturen verlagert das Erlösrisiko einseitig auf die Anlagenbetreiber und gefährdet damit die Erreichung der Ausbauziele.

- b) Bei negativen Preisen sollte eine Barwertkorrektur statt einer einfachen Verlängerung des Zahlungszeitraums erfolgen. Der Gesetzentwurf zur EEG 2027-Novelle lässt bei negativen Strompreisen den Förderanspruch und die Zahlungspflicht ersatzlos entfallen und gleicht dies allein durch eine Verlängerung des Förderzeitraums aus (§§ 51, 51a EEG-E 2027). Der Bundesrat fordert, §§ 51 f. EEG-E 2027 so auszugestalten, dass nicht vergütete Strommengen zeitnah ausgezahlt statt nur zeitlich verschoben werden. Die bisherige Regelung löst hingegen nicht das Verzerrungsproblem, sondern verlagert dieses bzw. die damit einhergehenden Erlösrisiken nur zeitlich nach hinten.
- c) Der Gesetzentwurf beschränkt sich auf statisch neu festgesetzte Höchstwerte für das Jahr 2027 (Windenergie an Land 7,1 Cent je Kilowattstunde, Solaranlagen des ersten Segments höchstens 5,9 Cent je Kilowattstunde, vgl. § 36b Absatz 1 und § 37b EEG-E 2027). Der Bundesrat bittet, ergänzend eine regelgebundene Indexierung des anzulegenden Werts an die Kosten- und Zinsentwicklung in Entwicklung, Bau und Betrieb einzuführen. Die enervis-„Studie zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderrahmens für Erneuerbare Energien“ empfiehlt dieses Instrument, weil es exogene Kostenrisiken genauer absichert, ohne zusätzliche Erlösunsicherheiten zu erzeugen. Statisch erhöhte Höchstwerte können diese Funktion hingegen nicht erfüllen.
- d) Die Wechseloptionen zwischen Differenzvertrag (CfD) und Stromlieferverträgen (Power Purchase Agreements, PPA) sind zu verbessern. Der Gesetzentwurf lässt einen Wechsel zwischen Differenzvertrag und Refinanzierung über Stromlieferverträge nicht mehr zu. Das sogenannte Opt-out (einmalig und unwiderruflich) nach § 21e EEG-E 2027 ist nur einmalig, vollständig und dauerhaft möglich. Der Bundesrat bittet, stattdessen Kombinationsmodelle zu ermöglichen. Einerseits seriell, indem zunächst ein Stromliefervertrag und anschließend ein Differenzvertrag genutzt wird, oder parallel,

indem die Leistung einer Anlage zwischen beiden Instrumenten aufgeteilt wird. Die enervis-Studie empfiehlt diese Modelle als Stärkung marktlicher Absicherung, ohne pauschal zusätzliche Risiken zu erzeugen. Der Bundesrat bittet zudem, die ersatzlose Streichung der Ausfallvergütung zu überprüfen, da sie Anlagenbetreibern die Absicherung gegen die Insolvenz ihres Direktvermarkters nimmt.

- e) Der Bundesrat bittet, den Systemwechsel mit angemessenen Übergangsregelungen und Vorlaufzeiten zu versehen, um Akteursvielfalt zu erhalten. Die im Rahmen der enervis-Studie durchgeführten Stakeholder-Interviews haben ergeben, dass komplexere Förderinstrumente die Akteursvielfalt einschränken. Betroffen sind sowohl kleinere Projektierer als auch Finanzierungsakteure, die gerade auf regionaler Ebene eng verflochten sind. Die Anpassung von Bewertungsmodellen für den Refinanzierungsbeitrag bzw. CfD benötigt bei Projektierern und Banken entsprechende Vorlaufzeiten. Der Gesetzentwurf bewirkt in kurzer Frist den Wegfall der festen Einspeisevergütung, eine gestaffelte Direktvermarktungspflicht für Anlagen bis unter 25 Kilowatt, eine befristete und stufenweise engere Übergangszahlung auf höchstens 36 Monate sowie die Streichung von Ausfallvergütung. Der Bundesrat bittet, diese Maßnahmen zu entschleunigen und Bürgerenergiegesellschaften sowie kleine und mittlere Projektierer gezielt abzusichern.
- f) Der Bundesrat bittet, die Absicherung von Stromlieferverträgen als flankierendes Marktinstrument zu stärken. Insbesondere sollte die Bundesregierung die Deutsche Energie-Agentur (dena) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) damit beauftragen, im Rahmen der Marktoffensive Erneuerbare Energien ein angemessenes staatlich flankiertes Absicherungsinstrument gegen das Ausfallrisiko von PPA-Abnehmern zu entwickeln und an dessen Umsetzung mitzuwirken.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Der Gesetzentwurf greift die Fördersystematik auf, die in der „Studie zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderrahmens für Erneuerbare Energien“ (enervis energy advisors GmbH, April 2026) im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein sowie

des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz geprüft wurde: produktionsabhängiger Differenzvertrag, jährliche Referenzperiode und Verzicht auf einen Marktwertkorridor. Die enervis-Studie hat diese Wahl jedoch nicht als absolute Lösung dargestellt, sondern festgestellt, dass Problemfelder, wie beispielsweise Marktverzerrungen, durch ergänzende Instrumente aufgegriffen werden sollten. Es entsteht sonst als Folge eine Absicherungslücke der Anlagenbetreiber, die im Ergebnis zu höheren Geboten oder zu ausbleibenden Geboten führen könnte.

Zu Buchstabe b:

Die enervis-Studie identifiziert verschiedene Situationen möglicher Marktverzerrung durch produktionsabhängige Differenzverträge. Hierzu gehört u. a. die Einspeisung bei negativen Day-Ahead-Preisen.

Zur Abmilderung der Marktverzerrungen empfiehlt die Studie die Weiterentwicklung in Richtung einer zeitnahen Auszahlung nicht vergüteter Mengen, um Barwertnachteile und verlängerte Förderdauern zu vermeiden. Der Gesetzentwurf geht hingegen den entgegengesetzten Weg und lässt den Förderanspruch für die betreffende Viertelstunde vollständig entfallen und verlängert den Zahlungszeitraum. Das beseitigt zwar den Fehlanreiz, verlagert aber das gesamte Preisrisiko negativer Stunden auf die Anlagenbetreiber. Das durch diese Regelung erhöhte Erlösrisiko ist nur noch eingeschränkt bankfähig und birgt dadurch die Gefahr, den Ausbau der Erneuerbaren Energien signifikant auszu-bremsen.

Zu Buchstabe c:

Der Entwurf legt für 2027 feste Höchstwerte für Wind- und Solarenergie fest. Diese Werte werden jedoch nicht automatisch an steigende Kosten, Zinsen oder Lieferengpässe angepasst. Die Studie empfiehlt deshalb eine gesetzlich festgelegte Indexierung. So könnten die Vergütungssätze regelmäßig an die tatsächliche Kostenentwicklung angepasst werden. Das würde verhindern, dass Ausschreibungen wegen veralteter Höchstwerte unterzeichnet bleiben. Die geplante Begrenzung der Abschöpfung verhindert negative Erlöse, allerdings bleibt das allgemeine Kostenrisiko bleibt ungeregt. Eine automatische Indexierung wäre daher schneller, transparenter und verlässlicher als eine spätere Gesetzesänderung.

Zu Buchstabe d:

Die enervis-Studie empfiehlt, über serielle und parallele Kombinationsmodelle die Fördersystematik zu stärken. Der Gesetzentwurf schließt diesen Weg aus und macht das Fördersystem zur Einbahnstraße. Wer den Differenzvertrag verlässt, kann nicht zurück, und die Abschöpfung wirkt auch in der sonstigen Direktvermarktung. Damit entfällt die Möglichkeit, ein Projekt zunächst über einen Stromliefervertrag in der Finanzierung zu starten. Diese Kritik wird von mehreren Marktakteuren geteilt; sie betrifft insbesondere mittelständische Abnehmer, die sich über Stromlieferverträge gegen Preisschwankungen absichern.

Zu Buchstabe e:

Die Stakeholder-Interviews der Studie stammen aus der Praxis in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Das Ergebnis lautet, dass ein grundlegender Wechsel der Förderlogik in kurzer Umsetzungsfrist nur eingeschränkt realistisch ist und Übergangsregelungen erfordert, weil Projektierer und finanzierende Institute ihre Bewertungsmodelle anpassen müssen. Die Forderung nach Abstimmung von EEG, Netzentgeltsystematik und Netzanschlussregime folgt aus dem Gutachtenergebnis, dass kein einzelnes Instrument die bestehenden Herausforderungen alleine lösen kann.

Zu Buchstabe f:

Sowohl der BDEW als auch die dena weisen in ihrer gemeinsamen Marktoffensive Erneuerbare Energien darauf hin, dass das Ausfallrisiko von PPA-Abnehmern ein zentrales Hemmnis für den ungeforderten Ausbau erneuerbarer Energien ist. Der BDEW hat hierzu bereits ein Handlungskonzept vorgelegt, wonach eine staatliche Stelle – wie beispielsweise die KfW – im Insolvenzfall des Abnehmers zeitlich befristet einen Teil der Differenz zwischen vereinbartem PPA-Preis und niedrigerem Marktpreis übernehmen könnte. Ein solches Instrument würde die Bonitätsanforderungen an PPA-Abnehmer senken, den Kreis potenzieller Vertragspartner erweitern und damit die Attraktivität von PPA als Ergänzung zum CfD-Fördermechanismus erhöhen. Die enervis-Studie der Länder Schleswig-Holstein und Niedersachsen empfiehlt eine Stärkung marktlicher Absicherungsinstrumente; ein PPA-Ausfallabsicherungsinstrument würde daher folgerichtig die unter Buchstabe c geforderten Kombinationsmodelle zwischen CfD und PPA ergänzen.

52. Zu Artikel 1 allgemein (Weiterentwicklung des bisherigen Flexibilisierungszuschlags für Bioenergieanlagen)

Der Bundesrat bittet zu prüfen, den bisherigen Flexibilisierungszuschlag für Bioenergieanlagen zu einer eigenständigen Vergütung für die Bereitstellung von gesicherter, flexibel abrufbarer Leistung weiterzuentwickeln. Diese Vergütung soll als Beitrag zur Versorgungssicherheit und Kapazitätssteuerung außerhalb des EEG finanziert und über eine Umlage zur Finanzierung der Versorgungssicherheit refinanziert werden. Eine gleichzeitige Förderung derselben Leistung nach dem EEG 2027 und dem Kapazitätsmechanismus ist auszuschließen.

Begründung:

Flexible Biogasanlagen können bedarfsgerecht Strom erzeugen und damit in Zeiten geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergie gesicherte Leistung bereitstellen. Der energiewirtschaftliche Nutzen liegt daher nicht allein in der Erzeugung erneuerbaren Stroms, sondern in der Bereitstellung steuerbarer, speicherbarer und systemdienlicher Kapazitäten.

Die Finanzierung einer solchen Leistung sollte daher nicht ausschließlich dem EEG zugeordnet werden. Eine eigenständige, kapazitätsbezogene Vergütung über eine Umlage zur Finanzierung der Versorgungssicherheit würde die Funktion flexibler Bioenergieanlagen im künftigen Stromsystem stärken. Dabei sind Abgrenzungsregeln erforderlich, damit dieselbe Leistung nicht gleichzeitig über das EEG und über einen Kapazitätsmechanismus vergütet wird.

Der Flexibilitätszuschlag im EEG 2023 bzw. im Biomassepaket liegt seit 2025 bei 100 Euro pro Kilowatt. Im EEG-E 2027 ist dieser unverändert. Die Branche fordert 130 Euro pro Kilowatt plus eine Speicherkapazitätszulage von 52 Euro pro Kilowatt (FAU-Metastudie, Mai 2026) – zum Vergleich: Der StromVKG-Kapazitätsmarkt lässt Gebote im Rahmen der Langzeitkapazität bis zu 244 Euro pro Kilowatt reduzierter Leistung und Jahr zu. In Anbetracht der Inflationsraten, der geopolitischen Unsicherheiten und der angesprochenen 244 Euro pro Megawatt installierter Leistung im StromVKG ist dies angemessen.

Laut FAU-Metastudie kostet die Erdgaskrise 2022 – 2025 jährlich 75 bis 235 Milliarden Euro. Flexible Biogas-Speicherkraftwerke könnten bis 2030 auf 12,6 Gigawatt ausgebaut werden und dabei mindestens 7,8 Milliarden Euro jährlich einsparen – bei Förderkosten von höchstens 5,3 Milliarden Euro, ohne neue Speicher- oder Transportinfrastruktur.

Das StromVKG ist seit 22. Juli 2026 geltendes Recht. Bioenergie darf technologieoffen an den Kapazitätsausschreibungen teilnehmen, muss dafür aber auf die EEG-Förderung für dieselbe Leistung verzichten (Kumulierungsverbot, gemäß § 11 StromVKG). Eine Finanzierungsumlage enthält das StromVKG nicht – diese soll erst mit dem für 2027 lediglich angekündigten Umlagegesetz zum Kapazitätsmarkt kommen. Ein branchenfinanziertes Rechtsgutachten (BBH, Entwurf 20.07.2026) hält es für zulässig, den Flexibilitätszuschlag dort als eigenen Ausgabenposten aufzunehmen, solange Kumulierung und Überkompensation ausgeschlossen bleiben – die Bundesregierung sollte dies zeitnah prüfen.

Der Bundesrat bittet, bei der EEG Novelle 2027 und beim geplanten Umlagegesetz zum Kapazitätsmarkt eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags und dessen Finanzierung über die neue Kapazitätsumlage statt über das EEG-Konto zu prüfen und beide Regelwerke aufeinander abzustimmen.

53. Zu Artikel 1 allgemein (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027)

- a) Der Bundesrat betont die zentrale Bedeutung der Landwirtschaft für die nachhaltige Versorgung der Bevölkerung mit heimischen Lebensmitteln sowie für den Erhalt des ländlichen Raums.
- b) Der Bundesrat sieht jedoch mit Besorgnis, dass die Flächenkonflikte zwischen landwirtschaftlicher Nutzung und Energieerzeugung weiter zunehmen.
- c) Der Bundesrat begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auch zukünftig ein Bonus für die besonderen Solaranlagen Agri- und Moor-PV beibehalten wird.
- d) Der Bundesrat sieht jedoch mit Besorgnis, dass die Steuerungslogik des EEG nicht konsequenter genutzt wird, um angesichts der hohen Bedeutung der Ernährungssicherheit und Ernährungssouveränität flächenschonende Lösungen gezielter zu stärken. Der im Gesetzentwurf vorgesehene Förderrahmen für besondere Solaranlagen lässt die großen Chancen und notwendigen Impulse für Investitionen in innovative und multifunktionale Produktionssysteme mit Mehrfachnutzen im Wesentlichen ungenutzt.
- e) Der Bundesrat sieht mit Besorgnis, dass mit der vorgesehenen Änderung des EEG sowohl das bisherige Untersegment für besondere Solaranlagen als auch die höhere Vergütung für kleine besondere Solaranlagen entfallen. Damit geht der spezifische Förderrahmen unter anderem für Agri-PV verloren und damit auch Planungssicherheit für die notwendige Weiterentwicklung der in den vergangenen Jahren angestoßenen technischen Entwicklungen.
- f) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, im weiteren Gesetzgebungsverfahren die Rahmenbedingungen für besondere Solaranlagen so auszugestalten, dass deren höhere Investitions- und Betriebskosten sowie ihr zusätzlicher Nutzen gegenüber klassischen Freiflächenanlagen über die Beibehaltung eines eigenen Untersegments mit angepassten Ausschreibungsvolumina angemessen berücksichtigt werden.

- g) Der Bundesrat fordert, dass für kleinere besondere Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen des ersten Segments, die maßgeblich zu einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende beitragen, deren anlagenbedingt notwendiger höherer anzulegender Wert beibehalten wird.

Begründung:

Der Gesetzentwurf zum EEG streicht das bisherige Untersegment für besondere Solaranlagen. Künftig sollen sie unter denselben Bedingungen an den Ausschreibungen des ersten Segments teilnehmen wie klassische Freiflächenanlagen; zugleich entfällt der abweichende Höchstwert.

Besondere Solaranlagen weisen höhere Planungs-, Genehmigungs-, Errichtungs- und Betriebskosten auf. Zugleich ermöglichen sie vielfältige Doppelnutzungen, reduzieren Flächenkonkurrenzen und erschließen zusätzliche Standorte für die Energieerzeugung. Hierbei ist insbesondere Agri-PV von besonderer Bedeutung, weil landwirtschaftliche Nutzung, Nahrungsmittelproduktion und Stromerzeugung auf derselben Fläche verbunden werden. Zudem bieten Agri-PV Systeme Potenziale für Mehrfachnutzen hinsichtlich nachhaltiger ressourcenschonender Produktionssysteme sowie der Anpassung an die Folgen des Klimawandels.

Das EEG 2023 berücksichtigte diese Besonderheiten durch ein eigenes Ausschreibungsuntersegment und einen angepassten Höchstwert. Die Wiederaufnahme dieses Mechanismus ermöglicht, Mehrkosten im geschützten Wettbewerb innerhalb eines eigenen Untersegments abzubilden und so Anreize für Innovationen wie auch Kosteneffizienz zu setzen.

Bei kleinen nicht ausschreibungspflichtigen besonderen Solaranlagen reicht der im Gesetzentwurf vorgesehene Aufschlag von 0,5 Cent pro Kilowattstunde nicht aus. Er sollte mindestens 2,5 Cent pro Kilowattstunde betragen, an die Entwicklung des Höchstwertes gekoppelt und technologieoffen auf Agri-PV, Parkplatz-PV, Moor-PV und Floating-PV erstreckt werden.

Damit werden flächenschonende Doppelnutzungs- und Sonderflächenkonzepte nicht gegenüber Standard-Freiflächenanlagen benachteiligt und Anreize für deren Weiterentwicklung bleiben bestehen; klassische Freiflächenanlagen bleiben als kostengünstige Säule des Photovoltaikausbaus erhalten.

54. Zu Artikel 3 Nummer 1, 2 (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b, § 30 Absatz 1 Nummer 4 MsbG)

Artikel 3 Nummer 1 und 2 ist zu streichen.

55. Zu Artikel 4 Nummer 6 (§ 12a Nummer 2 EEG)

Artikel 4 Nummer 6 § 12a Nummer 2 ist durch die folgende Nummer 2 zu ersetzen:

„2. die Bemessungsleistung der Anlage am Standort der Biogaserzeugungsanlage 150 Kilowatt nicht überschreitet und“

Begründung:

Eine Anschlussförderung von 12 Jahren für Gülle-Kleinanlagen soll es nach dem Gesetzentwurf nur dann geben, wenn die installierte Leistung der Anlage drei Monate vor Inkrafttreten dieses Gesetzes 150 Kilowatt nicht überschritten hat.

Eine Verkleinerung („Downsizing“) von Bestands-Biogasanlagen wird damit ausgeschlossen. Ein „Downsizing“ ist jedoch für alle Bestandsanlagen interessant, die keine Investitionen für zusätzliche flexible Anlagenleistung leisten können/wollen und über hohe Güllemengen verfügen. Hier könnte die Anlagenleistung reduziert, der Gülleanteil auf mindestens 80 Masse-Prozent erhöht und der Anteil von Energiepflanzen entsprechend verringert werden, um eine Festvergütung für Gülle-Kleinanlagen zu bekommen. Da die Vergütungssätze auf eine Bemessungsleistung (arbeitsrelevante Leistung) von 75 Kilowatt bzw. 150 Kilowatt ausgerichtet sind, erschließt sich nicht, weshalb alle Bestandsanlagen ausgeschlossen werden, die drei Monate vor Inkrafttreten des EEG 2027 eine größere Anlagenkapazität als 150 Kilowatt installierte Leistung hatten. Um die Potenziale einer möglichst hohen Güllevergärung und einer entsprechenden Verringerung des Energiepflanzenanbaus zu nutzen, sollte ein „Downsizing“ ermöglicht werden.

56. Zum Gesetzentwurf allgemein (Bedeutung der Stromproduktion aus Biomasse)

Der Bundesrat unterstreicht die Bedeutung der Stromproduktion aus Biomasse als regelbare erneuerbare Energiequelle für Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Er bittet, die Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen anzuheben, um bedarfsgerecht eine auskömmliche Anschlussförderung sicherzustellen und um die Investitionen in die Flexibilisierung bestehender Anlagen zu ermöglichen. Dabei ist insbesondere der Einsatz von Wirtschaftsdünger sowie biogenen Rest- und Abfallstoffen zu stärken. Zur Realisierung der Flexibilitätpotenziale sollten die Anreize zur netz- und systemdienlichen Fahrweise von Biomasseanlagen verstärkt werden.

57. Zum Gesetzentwurf allgemein (Rahmenbedingungen der Direktbelieferung von Unternehmen mit Strom aus erneuerbaren Energien)

Der Bundesrat fordert, im Rahmen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorhaben die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Direktbelieferung von Unternehmen mit Strom aus erneuerbaren Energien durch langfristige Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreement, PPA) zu verbessern.

Er bittet insbesondere,

- a) die bundesrechtlichen Vorgaben für On-Site-PPAs und sonstige Modelle der Direktbelieferung rechtssicher und praxistauglich weiterzuentwickeln, insbesondere durch eine Präzisierung bzw. Streichung des Kriteriums der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ (§ 3 Nummer 16 und § 21b Absatz 4 Nummer 2a EEG 2023),
- b) den energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen für Direktleitungen vor dem Hintergrund der jüngeren Rechtsprechung zu Kundenanlagen klarzustellen und Direktleitungen für die unmittelbare Belieferung industrieller und gewerblicher Abnehmer mit erneuerbarem Strom rechtssicher zu ermöglichen; bei Off-Site-PPAs mit Nutzung öffentlicher Netze ist zugleich eine verursachungsgerechte Beteiligung an den Netzkosten sicherzustellen,
- c) Informations-, Berichts- und Bilanzierungspflichten nach dem Energiewirtschaftsrecht auf mögliche Entlastungen für Direktbelieferungs- und PPA-Modelle zu überprüfen, ohne den Schutz von Markttransparenz, Versorgungssicherheit und Letztverbrauchern zu beeinträchtigen,
- d) den in § 21d EEG-E 2027 geregelten Abschöpfungsmechanismus um einen Marktwertkorridor zu ergänzen, um Investitions- und Marktanreize für PPA-Modelle zu stärken sowie eine praktikablere Ausgestaltung des Mechanismus zu gewährleisten,
- e) die in § 21e EEG-E 2027 vorgesehene Wechselmöglichkeit aus der EEG-Förderung in frei finanzierte Modelle so zu gestalten, dass sie PPA-Modelle wirksam stärkt und Anlagenbetreiber nicht durch zu starre Wechselvoraussetzungen von einer marktlichen Finanzierung abgehalten werden,

- f) zu prüfen, ob weitere Instrumente wie die Möglichkeit eines „Opt-In“ von frei finanzierten Modellen in das staatliche Fördersystem die Entwicklung von PPA-Modellen wirksam unterstützen können,
- g) zu prüfen, ob Garantie-, Bürgschafts- oder vergleichbare Absicherungsinstrumente zur Reduzierung des Abnehmerrisikos bei PPAs eingeführt werden können, sowie
- h) zu prüfen, wie PPAs an industriellen Lastzentren gezielt gestärkt werden können.

58. Zum Gesetzentwurf allgemein (Förderung von Flexibilitäten, Speichern, Energy Sharing, Bürgerenergie; Nutzung abzuregelnder Strommengen)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass mit dem Netzanschlusspaket und der EEG-Novelle zentrale Vorhaben aus dem Koalitionsvertrag in das parlamentarische Verfahren eingebracht werden.
- b) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, auch die weiteren im Koalitionsvertrag angekündigten Vorhaben zur stärkeren Systemintegration erneuerbarer Energien, zur Förderung von Flexibilitäten, Speichern, Energy Sharing und Bürgerenergie, zur Sicherung wettbewerbsfähiger Strompreise sowie insbesondere zur erleichterten regionalen Nutzung ansonsten abzuregelnder Strommengen und zur räumlichen Ausweitung der physikalischen Direktversorgung zeitnah gesetzlich umzusetzen. Dies gilt ebenso für das angekündigte Verteilnetzpaket, zu dem noch in diesem Jahr in Abstimmung mit den Ländern konkrete Vorschläge vorzulegen sind, damit die beabsichtigten Beschleunigungswirkungen rasch greifen können.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass die Umsetzung dieser Ziele einen modernen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen erfordert, der den Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit regionaler Wertschöpfung, Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzintegration und der Transformation der Wirtschaft verbindet. Er bittet, bei den weiteren Arbeiten insbesondere folgende Punkte zu berücksichtigen:

- aa) Der Bundesrat stellt insbesondere fest, dass die Direktbelieferung mit Strom aus erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung, zur Transformation der Wirtschaft, zur Nutzung von Flexibilitäten sowie zur Entlastung der Stromnetze leisten kann. Der Bundesrat fordert daher, die rechtlichen Rahmenbedingungen für Direktbelieferungsmodelle über Direktleitungen praxistauglich weiterzuentwickeln und bestehende Hemmnisse im Rahmen der laufenden Novellierung des EEG abzubauen. Um rechtliche Klarheit zu schaffen und unnötige Hürden abzubauen, sollte das Erfordernis der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ aufgehoben werden, soweit eine Lieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung eines Netzes der allgemeinen Versorgung erfolgt und die Strommengen eindeutig mess- und bilanzierungstechnisch abgegrenzt werden. Zudem sollten Mess-, Bilanzierungs- und energiewirtschaftliche Pflichten für entsprechende Modelle rechtssicher, digital und möglichst unbürokratisch ausgestaltet werden.
- bb) Der Bundesrat begrüßt die Einführung von § 42c EnWG („Energy Sharing“) zur gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien sowie den praktischen Start des Instruments zum 1. Juni 2026, der jedoch noch mit erheblichen Umsetzungsschwierigkeiten verbunden ist. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, die Regelungen zu Energy Sharing weiterzuentwickeln. Insbesondere sind diese so auszugestalten beziehungsweise klarzustellen, dass entsprechende Modelle für Bürgerenergiegesellschaften, Kommunen, Stadtwerke, landwirtschaftliche Betriebe, kleine und mittlere Unternehmen sowie weitere regionale Akteure einfacher nutzbar werden. Hierzu sollten Anforderungen an Vertragsgestaltung, Marktkommunikation, Bilanzierung und Lieferantenpflichten auf das notwendige Maß begrenzt sowie standardisierte und digitale Verfahren ermöglicht werden. Darüber hinaus bittet der Bundesrat die Bundesregierung, gemeinsam mit der Bundesnetzagentur zu prüfen, wie eine differenzierte Berücksichtigung gemeinschaftlich genutzter erneuerbarer Strommengen bei Netzentgelten ausgestaltet werden kann.

- cc) Der Bundesrat begrüßt den Ansatz des § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“), ansonsten wegen Netzungspässen abzuregelnde Strommengen aus erneuerbaren Energien durch zusätzlich zuschaltbare Lasten nutzbar zu machen. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, diese Regelungen möglichst kurzfristig, noch vor Ende der laufenden Erprobungsphase im Oktober 2026, investitionsfreundlich und praxisnah weiterzuentwickeln sowie zusätzliche Flexibilitätspotenziale stärker zu erschließen. Dabei sollte insbesondere geprüft werden, wie Speicher, Elektrolyseure, Ladeinfrastruktur, Power-to-Heat-Anlagen, industrielle flexible Lasten sowie weitere zuschaltbare Verbraucher noch besser einbezogen und regionale Netz- und Systementlastungen stärker berücksichtigt werden können. Zudem sollten Verfahren vereinfacht und die Verzahnung mit Redispatch sowie bestehenden und geplanten regionalen Steuerungsinstrumenten verbessert werden.
- dd) Der Bundesrat begrüßt, dass der Gesetzentwurf die marktliche Finanzierung erneuerbarer Energien und insbesondere den über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements – PPAs) abgesicherten Ausbau stärken will. PPAs können einen wichtigen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien sowie zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb bestehender Anlagen nach Ende der EEG-Förderung leisten. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, diesen Ansatz weiterzuverfolgen und verbleibende Hemmnisse für PPA-Modelle abzubauen. Dabei sollten insbesondere standardisierte Vertragsmodelle, Bündelungsmöglichkeiten kleinerer Anlagen sowie geeignete Instrumente zur Begrenzung von Gegenparteirisiken geprüft werden. Ziel sollte es sein, Investitions- und Planungssicherheit zu stärken und zusätzliche marktbasierende Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu ermöglichen.

59. Zum Gesetzentwurf allgemein (Einspeisevergütung kleiner Photovoltaik-Anlagen)

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass Dach-Photovoltaikanlagen Bürgerinnen und Bürgern eine unmittelbare Teilhabe an der Energiewende ermöglichen, private Investitionen mobilisieren und die gesellschaftliche Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Darüber hinaus leisten sie einen wichtigen Beitrag zu Innovation, Beschäftigung und regionaler Wertschöpfung.
- b) Der Bundesrat weist darauf hin, dass insbesondere private Haushalte und kleinere Investoren auf verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen angewiesen sind. Der Wegfall der Einspeisevergütung kann die Wirtschaftlichkeit kleiner Photovoltaikanlagen verschlechtern und damit die Bereitschaft zu Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien mindern.
- c) Der Bundesrat sieht die Gefahr, dass durch einen Rückgang des Ausbaus im Segment der Dach-Photovoltaikanlagen der Druck auf die Freifläche wächst, um die Ausbauziele des EEG sowie die klimapolitischen Ziele zu erreichen. Ein verstärkter Ausbau von Freiflächenanlagen kann bestehende Flächenkonflikte mit Landwirtschaft und Naturschutz verschärfen und die Akzeptanz der Energiewende insgesamt beeinträchtigen.

60. Zum Gesetzentwurf allgemein (Übergangszahlungen für kleine PV-Anlagen)

Der Bundesrat fordert, im weiteren Gesetzgebungsverfahren die Übergangszahlung für kleine Anlagen zu verlängern und finanziell anzuheben, bis die technischen und marktlichen Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Direktvermarktung geschaffen sind.

Begründung:

Die Übernahme von System- und Marktverantwortung durch erneuerbare Energien ist wichtig, muss aber differenziert und planbar erfolgen. Für Kleinanlagen ist die Direktvermarktung derzeit mit unverhältnismäßigem Aufwand, Kosten und Unsicherheiten verbunden. Dies trifft vor allem private Nutzer und private Vermieter. Ein schrittweiser Übergang ist notwendig und muss an die

Schaffung technischer und marktlicher Voraussetzungen (z. B. Smart Meter, Pooling, attraktive Marktprämien) geknüpft sein. Die im Entwurf vorgesehene Übergangszahlung ist zeitlich und finanziell unzureichend.

61. Zum Gesetzentwurf allgemein (Einspeisevergütung für Photovoltaik-Aufdachanlagen)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass die Bundesregierung am gesetzlichen Ziel festhält, den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Hierfür bedarf es eines weiteren konsequenten EE-Ausbaus. Rund 65 Prozent der installierten Photovoltaik-Leistung im Bundesgebiet sind auf Gebäuden errichtet. Photovoltaik-Aufdachanlagen (PV-Aufdachanlagen) sind eine zentrale Säule der Energiewende. Sie ermöglichen eine aktive Teilhabe und steigern die Akzeptanz für die Energiewende.
- b) Der Bundesrat stellt fest, dass die Bundesregierung mit dem vorliegenden Gesetzentwurf vor dem Hintergrund der systemischen Kosteneffizienz plant, die Einspeisevergütung für PV-Aufdachanlagen abzuschaffen. Stattdessen sollen Betreiber von PV-Aufdachanlagen in Zukunft den eingespeisten Strom mittels Direktvermarktung ohne zusätzliche Förderung an den Strommärkten veräußern.
- c) Der Bundesrat betont, dass die abrupte Abschaffung der Einspeisevergütung und die Umstellung auf Direktvermarktung mit erheblichen Risiken verbunden ist. Zwar setzt der vorliegende Gesetzentwurf für PV-Aufdachanlagen damit einen Anreiz zur Systemintegration und könnte damit zur Senkung der Systemkosten beitragen. Allerdings greift die vorgeschlagene befristete Marktwertdurchleitung als Übergangsregelung hin zur Direktvermarktung deutlich zu kurz. Flankierend bedarf es klarer Rahmenbedingungen, die eine zügige und praxistaugliche Direktvermarktung sicherstellen.

- d) Der Bundesrat bittet daher, die nachfolgenden Maßnahmen im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens umzusetzen:
 - aa) Schaffung einer gesetzlichen Regelung, die alle beteiligten Akteure verpflichtet, innerhalb eines Jahres praxistaugliche und standardisierte Marktkommunikationsprozesse zu erarbeiten,
 - bb) baldmögliche Schaffung weiterer gesetzlicher Maßnahmen zur Beschleunigung des Rollouts intelligenter Messsysteme.

62. Zum Gesetzentwurf allgemein (Agri- und schwimmende Photovoltaikanlagen)

- a) Der Bundesrat betont, dass besondere Solaranlagen wie Agri-Photovoltaikanlagen und schwimmende Photovoltaikanlagen eine wichtige Säule der Energiewende sind, insbesondere um der begrenzten Anzahl an verfügbaren Flächen im Bundesgebiet und dem Flächenverbrauch durch die Stromerzeugung nachhaltig entgegenzuwirken. Agri-Photovoltaikanlagen ermöglichen die Doppelnutzung einer Fläche für die Stromerzeugung und die Nahrungs- oder Futtermittelproduktion.
- b) Der Bundesrat stellt fest, dass die Bundesregierung für die Regelungen des Solarpakets I im Hinblick auf die Förderung besonderer Solaranlagen mit der Kommission bisher keine Einigung für eine beihilferechtliche Genehmigung erzielen konnte. Für den Hochlauf der besonderen Solaranlagen bedarf es jedoch maßgeblich attraktiver Finanzierungsbedingungen wie durch das Solarpaket I im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgesehen. Die zwei wesentlichen Elemente sind erhöhte Fördersätze bei der EEG-Förderung sowie ein eigenes Ausschreibungsuntersegment im Rahmen der Ausschreibungen der Bundesnetzagentur. Letzteres dient einem fairen Wettbewerb zwischen besonderen Solaranlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass der vorliegende Gesetzentwurf eine Streichung der Regelungen des Solarpakets I zu den besonderen Solaranlagen vorsieht. Er fordert, im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens die folgenden Maßnahmen umzusetzen:

- aa) Die Regelungen des Solarpakets I, insbesondere das Ausschreibungsuntersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d EEG 2023 sowie die eigenen Ausschreibungs-Höchstwerte nach § 37b Absatz 2 EEG 2023, sollen wiederaufgenommen werden.
 - bb) Für besondere Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die an keiner Ausschreibung der Bundesnetzagentur teilnehmen, soll ein erhöhter anzulegender Wert von + 2,5 Cent je Kilowattstunde gelten (vgl. § 48 Absatz 1b EEG 2023).
 - d) Der für eine beihilferechtliche Genehmigung erforderliche Abschöpfungsmechanismus wird aus Sicht des Bundesrates mit den Bestimmungen des im Gesetzentwurf erstmals eingeführten Refinanzierungsbeitrags umgesetzt. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, auf eine zügige beihilferechtliche Genehmigung hinzuwirken sowie eine rückwirkende Gewährung der Beihilfe zu prüfen.
63. Zum Gesetzentwurf allgemein (Kritik an der Verlagerung der Förderung von PV-Freiflächenanlagen zulasten von Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden)
- a) Der Bundesrat begrüßt die Weiterentwicklung der Förderung von PV-Freiflächenanlagen im ersten Segment u. a. mit einer Steigerung der Ausschreibungsmengen.
 - b) Dagegen sieht der Bundesrat die umfassende Verlagerung zulasten von Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden kritisch. Eine solch starke Verlagerung hin zu Freiflächenanlagen kann mit verschiedenen unerwünschten Folgen einhergehen, insbesondere mit zunehmendem Flächendruck, Nutzungskonflikten mit der Landwirtschaft sowie dem Natur- und Landschaftsschutz, zusätzlichem Netzausbau- und Netzintegrationsbedarf und steigenden Systemkosten. Zugleich kann sie die Teilhabe von Bürgerinnen und Bürgern, Unternehmen und Kommunen an der Energiewende und damit deren Akzeptanz beeinträchtigen.
 - c) Aus Sicht des Bundesrates sind verschiedene Regelungen, etwa die Abschaffung der Vergütung kleinerer Solaranlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand oder die Herabsetzung der Grenze zur Direktvermarktungspflicht sowie die Verringerung der Ausschreibungs-

menge darauf ausgelegt, den Förderaufwand in diesem Segment zu reduzieren. Zudem wird die bisher in § 4 verankerte Zielsetzung gestrichen, wonach der Zubau von Solaranlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand mindestens dem Zubau von Freiflächenanlagen entsprechen soll.

- d) Der Bundesrat betont die Relevanz des Ausbaus der Solarenergie auf, an oder in Gebäuden als zentralen Baustein der urbanen Energiewende und zugleich als wesentliches Instrument zur Sektorenkopplung, Bürgerbeteiligung sowie Akzeptanz.
- e) Der Bundesrat erachtet es daher als erforderlich, dass die Bedeutung des PV-Ausbaus im zweiten Segment als flächenschonendes und zugleich lastnahes sowie akzeptanzgesichertes Segment in der Zielsetzung des EEGs verankert und die Bedeutung gegenüber dem Ausbau im ersten Segment nicht gemindert werden.

Begründung:

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagene Verschiebung zugunsten der Solaranlagen des ersten Segments wird mit den verringerten Kosten in diesem Segment begründet. Die reinen Stromgestehungskosten dieses Segments sind geringer, weshalb der zusätzliche Ausbau in diesem Bereich unterstützt wird. Allerdings bleiben in diesem Zusammenhang Diskussionen um Flächenverfügbarkeit und Akzeptanz unberücksichtigt. Beide Aspekte entfalten ihre Relevanz in der Regel auf kommunaler Ebene bei der Flächenauswahl vor Ort. Da Anlagen des ersten Segmentes verfügbare und beplanbare Fläche benötigen, entstehen Flächennutzungskonkurrenzen, die den Ausbau erschweren und die im Bereich des zweiten Segments von vornherein unproblematisch sind. Die für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der Freiflächen-PV im Speziellen erforderliche Akzeptanz sollte dadurch gewahrt werden, dass weiterhin ein erheblicher Anteil des PV-Ausbaus auf bereits verfügbaren Flächen auf, an oder in Gebäuden umgesetzt wird. Dies ist auch im Sinne der Sektorenkopplung förderlich, die nachweislich in Haushalten mit PV-Anlagen schneller voranschreitet. Bezugnehmend auf die jüngsten Beschlüsse der Energieministerkonferenz im Mai dieses Jahres wird zudem auf die hohe Bedeutung der gebäudebezogenen PV im Rahmen der urbanen Energiewende sowie als zentrales Instrument der Bürgerbeteiligung und zu Stärkung der Akzeptanz der Energiewende verwiesen.

64. Zum Gesetzentwurf allgemein (Verlässliche Rahmenbedingungen für den Ausbau der Photovoltaik auf Dächern)

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass der Ausbau der Photovoltaik auf Dächern ein zentraler Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele insbesondere in den Großstädten ist. Ferner stellt der Bundesrat fest, dass es zur Schaffung von Investitionssicherheit verlässliche Rahmenbedingungen braucht.
- b) Der Bundesrat stimmt zu, dass eine schrittweise Übernahme von System- und Marktverantwortung erfolgen muss. Er weist jedoch darauf hin, dass diese Transformation differenziert und anlagenbezogen ausgestaltet werden muss. Für Kleinanlagen führt die Direktvermarktung derzeit noch zu überproportionalem Aufwand und zusätzlichen Kosten und ist noch mit zu hohen Unsicherheiten aufgrund vorgelagerter Entwicklungen verbunden. Ein schrittweiser Übergang ist notwendig, der an die Schaffung der technischen und marktlichen Voraussetzungen knüpft. Dazu zählen u. a. der ausreichende Roll-out von Smart Metern, die Verfügbarkeit von Direktvermarktern für kleine Mengen sowie attraktive Marktprämien, die einen wirtschaftlichen Betrieb auch ohne feste Vergütung ermöglichen.
- c) Der Bundesrat bittet, die im Gesetzentwurf vorgesehene befristete Übergangszahlung für den Eintritt in die verpflichtende Direktvermarktung auf das Anlagensegment bis 100 Kilowatt-Peak auszuweiten und angemessen zu verlängern, um dem Markt die erforderliche Zeit für die Schaffung der notwendigen Voraussetzungen zu geben.
- d) Der Bundesrat stellt fest, dass eine unbürokratische Form der Veräußerung von nicht selbstgenutztem Strom für kleine Anlagen weiterhin notwendig sein kann. Die Photovoltaik auf Dächern stellt für Großstädte nicht nur ein zentrales Element für das Erreichen der Klimaschutzziele dar, sie ist auch wesentlich für die Sektorenkopplung und ein zentrales Instrument der Bürgerbeteiligung. Photovoltaik auf Dächern ist flächenschonend umsetzbar, reizt private Investitionen an und stärkt so die Akzeptanz für die Energiewende.
- e) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren eine mit dem Marktwert vergütete Netzbetreiberabnahme (Marktwertdurchleitung) im Photovoltaik-Anlagensegment unter 7 Kilowatt-Peak einzuführen.

65. Zum Gesetzentwurf allgemein (Ausbauvorgabe für Solaranlagen auf Gebäuden)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fortentwickelt und auf einen planbaren sowie kosteneffizienten Ausbau ausgerichtet werden sollen.
- b) Der Bundesrat betont die zentrale Bedeutung eines zügigen, verlässlichen und gesellschaftlich akzeptierten Ausbaus der Solarenergie für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele. Der Ausbau ist so auszugestalten, dass er die unterschiedlichen Nutzungspotenziale berücksichtigt und Flächenkonkurrenzen möglichst vermeidet.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass Gebäude- und Dachflächen sowie andere bereits baulich vorgeprägte Standorte besondere Potenziale für einen flächenschonenden Ausbau der Solarenergie bieten.
- d) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, die bisherige Ausbauvorgabe für Solaranlagen auf Gebäuden beizubehalten und die erforderlichen Anpassungen der Ausschreibungs- und Ausbauvolumina vorzunehmen. Der Förderrahmen sollte so ausgestaltet werden, dass flächenschonende und multifunktionale Anlagenformen gegenüber konventionellen Freiflächenanlagen angemessen berücksichtigt werden.

Begründung:

Die vorgesehene Streichung der bisherigen Ausbauvorgabe für Solaranlagen auf Gebäuden begünstigt eine Verlagerung des Photovoltaikausbaus zu klassischen Freiflächenanlagen. Dies kann zusätzliche Flächenkonkurrenzen, insbesondere mit der landwirtschaftlichen Nutzung, verstärken.

Dach-, Gebäude- oder auch Lärmschutzanlagen nutzen bereits baulich geprägte Flächen, ermöglichen eine dezentrale Stromerzeugung und können die Akzeptanz der Energiewende stärken. Auch Parkplatz-, Agri- und Floating-PV tragen durch Mehrfachnutzungen zu einem flächenschonenden Ausbau bei.

Ein kosteneffizienter Ausbau darf daher nicht ausschließlich an kurzfristig niedrigsten Erzeugungskosten ausgerichtet werden. Vielmehr sind auch Flächenschonung, die Vermeidung von Nutzungskonflikten, Akzeptanz sowie der zusätzliche Nutzen multifunktionaler Anlagenformen angemessen zu berücksichtigen.

Die bisherige Ausbauvorgabe sollte deshalb beibehalten werden. Die erforderlichen Anpassungen der Ausschreibungs- und Ausbauvolumina sind vorzunehmen, damit ein ausgewogener, planbarer und flächenschonender Ausbau der Solarenergie gewährleistet bleibt.

66. Zum Gesetzentwurf allgemein (Stärkere Berücksichtigung der Bioenergie)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass der vorliegende Gesetzentwurf die Bioenergie als Bestandteil des Stromsystems anerkennt und durch entsprechende Neuregelungen – wenn auch begrenzte – Zukunftsperspektiven eröffnet. Der Bundesrat gibt zu bedenken, dass der Gesetzentwurf die systemischen Potenziale von Biomasse als erneuerbarem und flexiblem Energieträger nicht hinreichend nutzt. Die vorgesehenen rechtlichen Rahmenbedingungen verkennen die Stärke der Bioenergie als Flexibilitätsenergie und heben bestehende Hemmnisse für die weitere Flexibilisierung und Bestandssicherung nicht ausreichend auf.
- b) Der vorgesehene Ausbaupfad für Biomasse reicht nicht aus, um die benötigte Systemdienstleistung in Form von Flexibilität dauerhaft bereitzustellen. Ein ambitionierterer Ausbaupfad ist erforderlich, um die Flexibilisierung bestehender Anlagen zu ermöglichen, gesicherte erneuerbare Leistung bereitzustellen und die Versorgungssicherheit insbesondere in Zeiten geringer Wind- und Solarstromeinspeisung zu gewährleisten. Der Bundesrat bittet daher, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, ob der Ausbaupfad für Biomasse mit Blick auf die Systemrelevanz angemessen berücksichtigt werden kann.
- c) Darüber hinaus sieht es der Bundesrat kritisch, dass die Ausgestaltung der Biomasse-Ausschreibungen die wirtschaftliche Planungssicherheit von Betreibenden schwächt und damit Investitionsbereitschaft reduziert. Dies betrifft sowohl die geringen Ausschreibungsvolumina als auch Regelungen wie die endogene Mengensteuerung, die den Ausbau strukturell behindert. Der Bundesrat bittet daher, im weiteren Gesetzgebungsprozess zu prüfen, ob das Ausschreibungsdesign insgesamt so überarbeitet werden kann, dass es tatsächlich die Flexibilisierung aller Anlagenklassen fördert und drohende Stilllegungen sowie damit verbundene Kapazitätsverluste verhindert. Darüber hinaus erachtet es der Bundesrat als zielführend, die endogene Mengensteuerung abzuschaffen.
- d) Der Bundesrat weist darauf hin, dass die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen gezielter angereizt werden muss, um Vergütungsausfällen bei schwach positiven und negativen Strompreisen besser entgegenzutreten. Güllekleinanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz in der

Landwirtschaft sowie zur dezentralen, flexiblen Stromerzeugung. Der Bundesrat bittet daher, die Obergrenze für die Befreiung von der Ausschreibungsteilnahme auf 400 Kilowatt installierte Leistung anzuheben, um insbesondere kleineren, landwirtschaftlich geprägten Betrieben Flexibilisierungsmaßnahmen zu ermöglichen.

- e) Ergänzend sieht der Bundesrat die Streichung von Biomethan sehr kritisch, da damit wichtige Investitionsanreize entfallen. Biomethan trägt zur Dekarbonisierung des Energiesystems bei und eröffnet sektorübergreifende Einsatzmöglichkeiten, insbesondere in schwer elektrifizierbaren Bereichen. Statt die Förderoption zu streichen, sollte das Ausschreibungsdesign verbessert oder Biomethan als förderfähiger Brennstoff zugelassen werden. Andernfalls fehlen Investitionsanreize und Planungssicherheit für die kostenintensive Biomethanaufbereitung, wodurch langfristig auch die Verfügbarkeit von Biomethan für andere Sektoren gefährdet wird. Der Bundesrat bittet daher, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, ob die Streichung der Biomethan-Ausschreibungen zurückgenommen beziehungsweise die Förderlogik so angepasst werden kann, dass wichtige Investitionsanreize erhalten bleiben.

Begründung:

Mit dem fortschreitenden Ausbau von Windenergie und Photovoltaik wächst der Bedarf an steuerbaren erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Bioenergie übernimmt hierbei eine zentrale Rolle ein, indem sie Strom bedarfsgerecht bereitstellen und damit fluktuierende Einspeisung ausgleichen kann. Der vorliegende Gesetzentwurf trägt dieser Systemfunktion nicht ausreichend Rechnung. Eine stärkere Berücksichtigung der Bioenergie ist daher sowohl energie- als auch wirtschaftspolitisch geboten, zumal systemische Flexibilität aus Bioenergie preisdämpfend und stabilisierend auf die Strompreise wirken kann.

67. Zum Gesetzentwurf allgemein (Übergangsregelungen für Biogasanlagen)

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass für viele Biogasanlagen, deren EEG-Vergütung nach 2025 bzw. 2026 auslief bzw. ausläuft, kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ermöglicht werden konnte bzw. möglich ist.

- b) Der Bundesrat betont, dass für diese Anlagen Übergangsregelungen notwendig sind, um mit der aktuellen Vergütung einen kostendeckenden Betrieb der Anlagen zu ermöglichen, der bisher aufgrund von schwierigen Rahmenbedingungen oft nicht umsetzbar war oder ist.
- c) Der Bundesrat bittet, Regelungen für Übergangsbedingungen zu prüfen und gegebenenfalls anzupassen, sodass für bestehende Biogasanlagen ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich ist. Denkbar ist beispielsweise, die im EEG 2023 vorhandenen Pönalisierungsregelungen für Bestandsanlagen frühestens drei Jahre nach dem Wechsel in die Anschlussförderung gelten zu lassen und Bestandsanlagen, die bereits an einer Ausschreibung teilgenommen haben, erneut an einer Ausschreibung teilnehmen zu lassen, wenn die Anlagen zwischenzeitlich flexibler ausgebaut werden konnten (z. B. § 39g EEG). Weiterhin könnte diesen Bestandsanlagen ein möglicherweise im Vergleich zum Gesetzentwurf erhöhter Flexibilitätszuschlag, ebenso wie für neue Anlagen, zugestanden werden.

68. Zum Gesetzentwurf allgemein (Bessere Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen)

Der Bundesrat stellt fest, dass die im vorliegenden Gesetzentwurf geschaffenen Rahmenbedingungen nicht in allen Fällen ausreichend sind für einen wirtschaftlichen Betrieb bzw. Weiterbetrieb von Biogasanlagen. Er bittet daher, im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens

- die Ausschreibungsvolumina für Biomasse für die Jahre 2026 bis 2032 über den im Entwurf vorgesehenen Pfad hinaus weiter zu erhöhen,
- den Flexibilitätszuschlag – auch für bereits bestehende Biogasanlagen – zu erhöhen,
- einen wirtschaftlichen Betrieb von Biomasseanlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 500 Kilowatt sicherzustellen und dazu auch rückwirkende Regelungen ab dem 1. Januar 2026 zu schaffen, sowie

- Anreize für alternative technische Systeme zur flexiblen Stromeinspeisung zu schaffen, insbesondere für die Kopplung von Biogasanlagen mit Batteriespeichern oder anderen Speichertechnologien.

Begründung:

Die im vorliegenden Gesetzentwurf geschaffenen Rahmenbedingungen sind nicht in allen Fällen ausreichend für einen wirtschaftlichen Betrieb bzw. Weiterbetrieb von Biogasanlagen. Deshalb sind insbesondere die Ausschreibungsmengen für Biomasse ab dem Jahr 2027 zu erhöhen, der Flexibilitätszuschlag anzuheben und für Biomasseanlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 500 Kilowatt auch rückwirkende Regelungen zu schaffen.

Die Schaffung von Anreizen zur flexiblen Stromeinspeisung durch Nutzung von alternativen flexiblen Systemen, wie etwa Stromspeichern im Zusammenhang mit Biogasanlagen, könnte sehr hohe Investitionskosten sowie aufwendige immissionsrechtliche Genehmigungsverfahren vermeiden und gleichzeitig einen vergleichbaren Flexibilisierungseffekt erzielen.

69. Zum Gesetzentwurf allgemein (Weiterentwicklung des bisherigen Flexibilisierungszuschlags für Bioenergieanlagen)

Der Bundesrat bittet zu prüfen, den bisherigen Flexibilisierungszuschlag für Bioenergieanlagen zu einer eigenständigen Vergütung für die Bereitstellung von gesicherter, flexibel abrufbarer Leistung weiterzuentwickeln. Diese Vergütung soll als Beitrag zur Versorgungssicherheit und Kapazitätssteuerung außerhalb des EEG finanziert und über eine Umlage zur Finanzierung der Versorgungssicherheit refinanziert werden. Eine gleichzeitige Förderung derselben Leistung nach dem EEG 2027 und dem Kapazitätsmechanismus ist auszuschließen.

Begründung:

Flexible Biogasanlagen können bedarfsgerecht Strom erzeugen und damit in Zeiten geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergie gesicherte Leistung bereitstellen. Der energiewirtschaftliche Nutzen liegt daher nicht allein in der Erzeugung erneuerbaren Stroms, sondern in der Bereitstellung steuerbarer, speicherbarer und systemdienlicher Kapazitäten.

Die Finanzierung einer solchen Leistung sollte daher nicht ausschließlich dem EEG zugeordnet werden. Eine eigenständige, kapazitätsbezogene Vergütung über eine Umlage zur Finanzierung der Versorgungssicherheit würde die Funktion flexibler Bioenergieanlagen im künftigen Stromsystem stärken. Dabei sind Abgrenzungsregeln erforderlich, damit dieselbe Leistung nicht gleichzeitig über das EEG und über einen Kapazitätsmechanismus vergütet wird.

Der Flexibilitätszuschlag im EEG 2023 bzw. im Biomassepaket liegt seit 2025 bei 100 Euro pro Kilowatt. Im EEG-E 2027 ist dieser unverändert. Die Branche fordert 130 Euro pro Kilowatt plus eine Speicherkapazitätszulage von 52 Euro pro Kilowatt (FAU-Metastudie, Mai 2026) – zum Vergleich: Der StromVKG-Kapazitätsmarkt lässt Gebote im Rahmen der Langzeitkapazität bis zu 244 Euro pro Kilowatt reduzierter Leistung und Jahr zu. In Anbetracht der Inflationsraten, der geopolitischen Unsicherheiten und der angesprochenen 244 Euro pro Megawatt installierter Leistung im StromVKG ist dies angemessen.

Laut FAU-Metastudie kostet die Erdgaskrise 2022 – 2025 jährlich 75 bis 235 Milliarden Euro. Flexible Biogas-Speicherkraftwerke könnten bis 2030 auf 12,6 Gigawatt ausgebaut werden und dabei mindestens 7,8 Milliarden Euro jährlich einsparen – bei Förderkosten von höchstens 5,3 Milliarden Euro, ohne neue Speicher- oder Transportinfrastruktur.

Das StromVKG ist seit 22. Juli 2026 geltendes Recht. Bioenergie darf technologieoffen an den Kapazitätsausschreibungen teilnehmen, muss dafür aber auf die EEG-Förderung für dieselbe Leistung verzichten (Kumulierungsverbot, gemäß § 11 StromVKG). Eine Finanzierungsumlage enthält das StromVKG nicht – diese soll erst mit dem für 2027 lediglich angekündigten Umlagegesetz zum Kapazitätsmarkt kommen. Ein branchenfinanziertes Rechtsgutachten (BBH, Entwurf 20.07.2026) hält es für zulässig, den Flexibilitätszuschlag dort als eigenen Ausgabenposten aufzunehmen, solange Kumulierung und Überkompensation ausgeschlossen bleiben – die Bundesregierung sollte dies zeitnah prüfen.

Der Bundesrat bittet, bei der EEG Novelle 2027 und beim geplanten Umlagegesetz zum Kapazitätsmarkt eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags und dessen Finanzierung über die neue Kapazitätsumlage statt über das EEG-Konto zu prüfen und beide Regelwerke aufeinander abzustimmen.

70. Zum Gesetzentwurf allgemein (Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen)

Die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfDs) ist vor dem Hintergrund der unionsrechtlichen Vorgaben grundsätzlich nachvollziehbar. Der Bundesrat weist darauf hin, dass bei der konkreten Ausge-

staltung darauf zu achten ist, dass die Erlös- und Investitionsbedingungen für Erneuerbare-Energien-Projekte weiterhin verlässlich kalkulierbar bleiben. Insbesondere sollte vermieden werden, dass die Rückzahlungspflicht zu einer Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen und damit zu höheren Gebotswerten in Ausschreibungen führt. Zudem sollte der Mechanismus ausreichend flexibel ausgestaltet werden, damit technische Optimierungen und innovative Anlagenkonzepte nicht benachteiligt werden.