

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

**Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor
– Drucksache 21/7867 –**

Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung

Stellungnahme des Bundesrates

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 Energiesystems ganzheitlich zu betrachten und zukunftsgerichtet voranzutreiben. Derzeit werden an verschiedenen Stellen wegweisende energiepolitische Rahmenbedingungen gesetzt. Die einzelnen Initiativen haben zwar

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

große Wechselwirkungen, eine strategische Ausrichtung und Steuerung fehlt jedoch. Dies gilt insbesondere für die Wechselwirkungen von Netzkpaket, 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 Gesetzesentwurf 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Interkonnectoren 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 11 redaktionell zusammenzuführen

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 Solaranlagen 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 Gewerbebetrieben 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 Gewerbebetrieben nötig sind.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Erlörisiken, 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 einfachen 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 Aufdachsegment 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 gewährt, 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 bezugschlagten Mengen abhängig gemacht werden. Insofern wird mit der Regelung sichergestellt, dass die nicht bezugschlagten 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 Realisierungsschub 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 Ausschreibungsschub 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.“ ‘

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 umgesetzt 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 regelmäßige 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

für eine doppelte Überbauung ausgelegt, 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

zu ermöglichen.

Begründung:

Die Schaffung von Flexibilisierungsanreizen (z. B. analog der 2 Cent-Regelung aus dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzenengesetz“) 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Sondervergütungskategorie 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 („Solarstromeinspeisungsgesetz“), 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 Sondervergütungskategorie 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 („Solarstromeinspeisungsgesetz“), 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 Gesetzentwurf vorgesehen – führt dazu, dass über den anzulegenden Wert hinausgehende Mehrerlöse, die bisher bei der Kalkulation von Projekten berücksichtigt 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 Erlösmöglichkeiten 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 Baukostenzuschüssen 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Freiflächen-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 ... >‘

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Flexibilitätzuschlags 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 Flexibilitätsschlag 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 Flexibilitätsschlag 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 Vorgaben und Anreizen für alternative technische Systeme zur

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 44 redaktionell zusammenzuführen

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 („Solarstromeinspeisungsgesetz“) 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 Gesetzentwurfes 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

- 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 Erlörisiken 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 Marktoffene 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 auszubremsen.

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 unge-regelt. 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Speicherkapazitätzulage 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 Flexibilitätspotenziale 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 rechts-sicher 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 Markt-transparenz, Versorgungssicherheit und Letztverbrauchern zu beeinträchtigen,
- d) den in § 21d EEG-E 2027 geregelten Abschöpfungsmechanismus um einen Marktwertkorridor zu er-gänzen, um Investitions- und Marktanreize für PPA-Modelle zu stärken sowie eine praktikablere Aus-gestaltung 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 Abnehmerisikos 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:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Netzengpässen 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) ab-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

gesicherten 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 Marktpremien) geknüpft sein. Die im Entwurf vorgesehene Übergangszahlung ist zeitlich und finanziell unzureichend.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Ausschreibungsmenge 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 vorgelegter 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

- 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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 Ausgestaltung 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Gegenäußerung der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat am 29. Juli 2026 den Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor beschlossen, zu dem der Bundesrat am 25. September 2026 Stellung genommen hat (Bundsrats-Drucksache 470/26 (Beschluss)). Die Bundesregierung dankt dem Bundesrat für seine Stellungnahme und legt hiermit ihre Gegenäußerung vor.

1. Zu Artikel 1 allgemein (Verfahrenskritik, vorläufige Zurückstellung komplexer Aspekte)

Die Bundesregierung nimmt die Stellungnahme des Bundesrates zur Kenntnis.

Der Regierungsentwurf zum EEG 2027 und das parallel beschlossene Netzanschlusspaket sind Ausfluss klarer Handlungsaufträge im Koalitionsvertrag. Sie dienen dem gemeinsamen Ziel, die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu senken, das Gesamtsystem in den Blick zu nehmen und Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien zu stärken. Mit diesem Maßnahmenpaket treibt die Bundesregierung die dynamische Transformation hin zu einer kosteneffizienten, resilienten und klimaneutralen Energieversorgung zum Wohle des Wirtschaftsstandorts Deutschland weiter voran.

Dies erfordert einen ausgewogenen Gesamtregelungsansatz, der die vielfältigen betroffenen Interessen in Einklang bringt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrats nicht zu, wird aber die Regelungsmöglichkeiten zur Direktleitung vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils vom 17. September 2026 prüfen.

Der Vorschlag des Bundesrates zur Anpassung des § 3 Nr. 16 EEG setzt voraus, dass Klarheit darüber besteht, wann im Sinne des EnWG eine Leitung zum Netz der öffentlichen Versorgung gehört und wann es sich um eine Direktleitung oder eine Leitung innerhalb einer Kundenanlage handelt. Der Begriff der Direktleitung nach § 3 Nummer 27 EnWG ist jedoch in der Praxis mit Rechtsunsicherheiten behaftet. Mit dieser Definition setzt § 3 Nummer 27 EnWG Artikel 7 der Strombinnenmarkttrichtlinie (EU 2019/944) um. Zuletzt mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 23.12.2025 wurde die Definition in § 3 Nummer 27 EnWG redaktionell angepasst, um den Gleichklang mit der unionsrechtlichen Begriffsbestimmung klarzustellen („oder ihren Kunden“). Die europäische Definition des Begriffs der Direktleitung ist umstritten und führte zu mehreren Verfahren vor dem EuGH (Rechtssache C-722/24 und Rechtssache C-756/24), bei denen u.a. danach gefragt wird, ob die Anbindung an eine von mehreren Industriekunden genutzte Stromübertragungsanlage noch unter den Begriff des „einzelnen Produktionsstandorts“ gefasst werden kann und ob ein gleichzeitiger Anschluss an ein Verteilernetz die Voraussetzung des „einzelnen Kunden“ umgeht. Das Urteil des EuGH liegt seit dem 17. September 2026 vor und wird noch ausgewertet. Es bleibt abzuwarten, ob der Begriff der Direktleitung damit praktikabler wird. Da der Vorschlag des Bundesrates insbesondere auch die Anzahl der an eine Direktleitung angeschlossenen Kunden betrifft, ist dieser Regelungsansatz nicht losgelöst von der Bewertung des Urteils umsetzbar.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Bisher wurden deutlich mehr PV-Dachanlagen als PV-Freiflächenanlagen zugebaut. Im Bestand beträgt der Anteil der installierten Leistung von PV-Freiflächenanlagen nur etwa 1/3 der insgesamt installierten PV-Leistung. Darüber hinaus sind PV-Freiflächenanlagen signifikant kostengünstiger, so dass ein stärkerer Zubau dem Ziel der Novelle der Kosteneffizienz entspricht.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Eine Anrechnung des Stromhandels auf die Ausbauziele des WindSeeG ist nicht vorgesehen und auch nicht möglich.

Durch die Einführung des § 5 Absatz 5 Satz 5 EEG 2027 wird erreicht, dass grenzüberschreitende Offshore-Kooperationen auf das Ausbauziel des § 1 Absatz 2 WindSeeG sowie die Ausschreibungsvolumina des § 2a Absatz 1 WindSeeG angerechnet werden können. Die Anrechnung erfolgt dabei ausschließlich auf Basis der tatsächlich installierten Erzeugungsleistung der Windenergieanlagen. Die bloße Durchleitung von Strom mittels hybrider Interkonnektoren bzw. die Übertragungskapazität eines Interkonnektors begründen keine eigenständige Erzeugungsleistung und führen daher nicht zu einer Verringerung der Ausbauziele.

Zudem ist eine Kooperation nach § 5 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2027 unverändert nur zulässig bei physikalischem Import des Stroms oder einem vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt. Diese Voraussetzung wird mithin bei jeder Vereinbarung der Kooperation geprüft, die eine Anrechnung nach § 5 Absatz 5 Satz 5 EEG 2027 begründen könnte. Eine Doppelanrechnung mit dem Kooperationsstaat wird nach Maßgabe des jeweiligen völkerrechtlichen Vertrages ausgeschlossen, indem im jeweiligen Kooperationsabkommen eine Bestimmung zur (quotalen) Zurechnung der erzeugten Leistung zu den Vertragspartnern aufzunehmen ist.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Regelung ist europarechtlich geprägt. Aus diesem Grund wird die Bundesregierung etwaige Anpassungen des EU-Rechts berücksichtigen. So sieht das EU-Netzpaket ("European Grids Package") eine Neufassung von Artikel 17 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie vor. Danach sollen Netzbetreiber bei unzureichender Kapazität standardmäßig eine flexible Netzanschlussvereinbarung anbieten. Diese Regelung gilt insbesondere für PV-Dachanlagen und Speicher. Die Bundesregierung wird daher nach dem Inkrafttreten des Grid Packages die Vorgaben des EU-Rechts genau prüfen, um etwaigen Anpassungsbedarf zu identifizieren.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Regelung in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEG ist bereits mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen vom 21. Februar 2025 (sog. Stromspitzengesetz) eingeführt worden und bleibt insoweit unverändert. Sie ist erforderlich, um in größtmöglichem Umfang die Steuerbarkeit von Anlagen zu gewährleisten, auch solange in manchen Bereichen noch nicht jede Technik zur Verfügung steht. Die vom Bundesrat geforderte Anpassung ist vor dem Hintergrund dieses Ziels nicht sinnvoll.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die mit dem EEG 2027-Entwurf für PV-Dachanlagen kleiner 100 kW vorgesehene dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 50 Prozent ihrer installierten Leistung zielt darauf ab, den Anstieg der Netzausbaukosten im Verteilnetz zu dämpfen, eine bessere Verteilung der zunehmend knappen Netzressourcen zu gewährleisten und Anlagen auch mit Blick auf den Strommarkt systemdienlicher auszurichten. Speicher werden dadurch noch stärker angereizt. Dies begünstigt insbesondere den Zubau der derzeit typischen Kombination aus PV-Dachanlage und kleinerem Heimspeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs. Für die Zukunft wird daneben voraussichtlich die Kombination mit bidirektional ladenden Fahrzeugen eine wichtige

Rolle spielen, deren Vorteil für das Stromsystem einschließlich der Netze erschlossen werden sollte. Etwaige Anpassungsbedarfe am EEG, um diesen Markt zu unterstützen, wird die Bundesregierung eng beobachten.

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)

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Es ist ein wichtiges Ziel des Regierungsentwurfs, dass zukünftig alle Anlagen ihren Strom im Wege der Direktvermarktung vermarkten und damit die Integration in Markt und Netz vorangetrieben wird. Die Pflicht zur Direktvermarktung soll grundsätzlich auf alle Anlagen stufenweise ausgeweitet werden. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt, die vor dem 1. Januar 2031 in Betrieb genommen worden sind, wird ab Inbetriebnahme eine dreijährige Übergangsphase in Form der befristeten Übergangszahlung eingeräumt.

Die Förderung in der befristeten Übergangszahlung ist dabei um einen Cent geringer als die reguläre Förderhöhe. Bei Strom aus Solaranlagen beträgt die befristete Übergangszahlung demnach beispielsweise 5,2 Cent pro Kilowattstunde. Denn die reguläre Förderung für Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen beträgt zukünftig für alle Größenklassen 6,2 Cent pro Kilowattstunde.

Für den Fall, dass nach Ablauf der Übergangsfristen für einzelne Anlagensegmente die tatsächlichen Voraussetzungen für einen Übergang in die Direktvermarktung noch nicht vorliegen sollten, erhält die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Härtefallregelungen festzulegen. Die Bundesnetzagentur ist dadurch befugt, die Übergangsphase in Form der befristeten Übergangszahlung für von § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027 erfasste Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt zu verlängern sowie die Anwendbarkeit der befristeten Übergangszahlung auch auf nach diesem Stichtagsregime noch nicht erfasste Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt zu erweitern, sofern und soweit diese Anlagen ihren Strom noch nicht mit angemessenem Aufwand direkt vermarkten können.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Kleine PV-Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen rechnen sich bereits weitgehend, so dass es keiner Vollfinanzierung in Form der Förderung der zwanzigjährigen Einspeisevergütung bedarf. Die Abschaffung der Förderung mittels Einspeisevergütung dient dazu, die Kosten der Förderung substanziell zu begrenzen und die Markt- und Systemintegration neuer Anlagen wesentlich zu verbessern. Gleichzeitig wird kleinen Anlagen ein eng begrenzter Übergangszeitraum zugestanden, damit sich der Markt für die notwendigen Direktvermarktungsdienstleistungen für kleinere Anlagen zunächst ausbilden kann. Da diese Übergangszahlung für die einzelne Anlage nur vorübergehend und zeitlich eng begrenzt eingeräumt wird (drei Jahre ab Inbetriebnahme), besteht mit Inkrafttreten des im Entwurf vorgelegten Gesetzes nach Ablauf dieser Übergangsphase im Grundsatz für alle Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung für in das Netz eingespeisten Strom.

Um in der Anfangsphase der Direktvermarktung aufgrund der Unsicherheiten im Markt für diese Anlagen den Markteintritt anzureizen, wird ein neuer Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent pro Kilowattstunde für vier Jahre nach erstmaligem Eintritt in die Direktvermarktung gewährt. Dieser dient dazu, zusätzliche Kosten abzumildern, die vor allem während des anfänglichen Markthochlaufs entstehen. Für Anlagen unter 25 Kilowatt installierter Leistung ist nach Ende der befristeten Übergangszahlung und mit Übergang in die Direktvermarktung der vierjährige Direktvermarktungsbonus sequentiell nutzbar.

Für den Fall, dass nach Ablauf der Übergangsfristen für einzelne Anlagensegmente die tatsächlichen Voraussetzungen für einen Übergang in die Direktvermarktung noch nicht vorliegen sollten, erhält die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Härtefallregelungen festzulegen. Die Bundesnetzagentur ist dadurch befugt, die Übergangsphase in Form der befristeten Übergangszahlung für von § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027 erfasste Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt zu verlängern sowie die Anwendbarkeit der befristeten

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Übergangszahlung auch auf nach diesem Stichtagsregime noch nicht erfasste Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt zu erweitern, sofern und soweit diese Anlagen ihren Strom noch nicht mit angemessenem Aufwand direkt vermarkten können.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Kleine PV-Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen rechnen sich bereits weitgehend, so dass es keiner Vollfinanzierung in Form der Förderung der zwanzigjährigen Einspeisevergütung bedarf. Ein wichtiges Ziel des Regierungsentwurfes ist es, die Kosteneffizienz zu steigern und die Eigenverantwortung der Anlagenbetreiber zu stärken. Anlagen, die schon jetzt nach wenigen Jahren wirtschaftlich betrieben werden können, sollen daher zukünftig auch keine Förderung zu Lasten des Bundeshaushalts erhalten. Um den Übergang in das neue Regime zu erleichtern und den Hochlauf des Direktvermarktungsmarktes sowie entsprechender Geschäftsmodelle zu unterstützen, sieht der Gesetzentwurf zudem ein umfassendes Übergangsregime vor, in dem insbesondere befristete Übergangszahlungen abhängig von Größe und Inbetriebnahme der Anlage sowie ein befristeter Direktvermarktungsbonus gewährt werden.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Vorschlag sieht vor, die Übergangsphase in Form der befristeten Übergangszahlung auch auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 Kilowatt auszuweiten, die nach dem 31. Dezember 2027 und vor dem 1. Januar 2031 in Betrieb genommen werden.

Die Notwendigkeit, der Nutzen und die Systemdienlichkeit der Direktvermarktung ist aber breiter Konsens und Unternehmen bieten diese Direktvermarktung heute bereits an oder kündigen die Umsetzung an. Die mit dem Regierungsentwurf vorgesehene gesetzliche Verpflichtung ermöglicht dem Markt eine belastbare Planungsgrundlage.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Regierungsentwurf sorgt dafür, dass Direktvermarktung zum Standard wird. Das ist erforderlich, um die Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren voranzubringen. Um den Übergang abzumildern ist bereits ein umfassendes Übergangsregime vorgesehen, damit sich der Markt entsprechend entwickeln kann. Für Anlagen ab 50 kW ist die Umsetzung der Direktvermarktung aufgrund der begrenzten Anlagenzahl für den Markt leistbar. Diese Anlagen können daher nach Auffassung der Bundesregierung auch schneller in die Direktvermarktung wechseln. Eine dreijährige Übergangszahlung würde die Anreize für die Direktvermarktung reduzieren.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Kleine PV-Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen rechnen sich bereits weitgehend, so dass es keiner Vollfinanzierung in Form der Förderung der zwanzigjährigen Einspeisevergütung bedarf. Die Abschaffung der Förderung mittels Einspeisevergütung dient dazu, die Kosten der Förderung substanziell zu begrenzen und die Markt- und Systemintegration neuer Anlagen wesentlich zu verbessern. Anlagen, die schon jetzt nach wenigen Jahren wirtschaftlich betrieben werden können, sollen daher zukünftig auch keine Förderung zu Lasten des Bundeshaushalts erhalten. Gleichzeitig wird kleinen Anlagen ein eng begrenzter Übergangszeitraum zugestanden, damit sich der Markt für die notwendigen Direktvermarktungsdienstleistungen für kleinere Anlagen zunächst ausbilden

kann. Da diese Übergangszahlung für die einzelne Anlage nur vorübergehend und zeitlich eng begrenzt eingeräumt wird (drei Jahre ab Inbetriebnahme), besteht mit Inkrafttreten des im Entwurf vorgelegten Gesetzes nach Ablauf dieser Übergangsphase im Grundsatz für alle Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung für in das Netz eingespeisten Strom.

Um in der Anfangsphase der Direktvermarktung aufgrund der Unsicherheiten im Markt für diese Anlagen den Markteintritt anzureizen, wird ein neuer Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent pro Kilowattstunde für vier Jahre nach erstmaligem Eintritt in die Direktvermarktung gewährt. Dieser dient dazu, zusätzliche Kosten abzumildern, die vor allem während des anfänglichen Markthochlaufs entstehen. Für Anlagen unter 25 Kilowatt installierter Leistung ist nach Ende der befristeten Übergangszahlung und mit Übergang in die Direktvermarktung der vierjährige Direktvermarktungsbonus sequentiell nutzbar.

Darüber hinaus ist der Vorschlag zu unbestimmt und lässt sich in dieser Form nicht praktikabel umsetzen, da der Begriff der „kleineren Solaranlagen“ nicht näher definiert ist und zudem unklar ist, welche Variante der Netzbetreiberabnahme (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2027) und für welche Dauer in Anspruch (§ 25 EEG 2027) genommen werden kann.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrats nicht zu, wird aber die Regelungsmöglichkeiten zur Direktleitung vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils vom 17. September 2026 prüfen..

Der Vorschlag des Bundesrates setzt voraus, dass Klarheit darüber besteht, wann eine Leitung zum Netz der öffentlichen Versorgung gehört und wann es sich um eine Direktleitung oder eine Leitung innerhalb einer Kundenanlage handelt. Seit dem Urteil des EuGH zur Definition der Kundenanlage vom 28. November 2024 (C-293/23) ist das Instrument der Kundenanlage nach § 3 Nummern 65 und 66 EnWG nur noch eingeschränkt zu nutzen und mit erheblichen Rechtsunsicherheiten behaftet. Eine Lösung kann nur auf europäischer Ebene gefunden werden. Auch die Definition der Direktleitung nach § 3 Nummer 27 EnWG ist in der Praxis mit Rechtsunsicherheiten behaftet. Am 17. September 2026 entschied der EuGH über zwei verbundene Verfahren zu diesem Thema. Es bleibt abzuwarten, ob die Direktleitung damit praktikabler wird (siehe auch bereits oben zu Ziffer 2).

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrats nicht zu, wird aber die Regelungsmöglichkeiten zur Direktleitung vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils vom 17. September 2026 prüfen. Aufgrund bestehender Unklarheiten in Bezug auf die Definition der Direktleitung und der Kundenanlage zur Abgrenzung, wann ein Netz der öffentlichen Versorgung vorliegt, wäre auch die vorgeschlagene Formulierung im EEG mit Rechtsunsicherheiten behaftet. Siehe dazu eingehend die Gegenäußerungen zu Ziffer 2 und 14.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung hat sich aus Gründen der Haushaltsdisziplin für eine Abschöpfung ab einer Schwelle von 100 kW anstelle von 200 kW entschieden. Sie geht – unter Würdigung der unvermeidlichen Prognoseunsicherheiten – von Mehreinnahmen in einer Größenordnung von etwa 1,4 Mio. EUR bis 100 Mio. EUR je Jahreskohorte aus.

Diesen Mehreinnahmen gegenüber stehen nach Einschätzung der Bundesregierung geringere Erfüllungsaufwände zum einen bei den Netzbetreibern, die in jedem Fall ein Abschöpfungsmanagement einführen müssen, und bei Betreibern von Anlagen mit einer Mindestleistung von 100 kW, also Betreibern mit einem hinreichenden Professionalisierungsgrad.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Regierungsentwurf des EEG 2027 sieht vor, dass EEG-Anlagen, die nicht mehr der Abschöpfung unterliegen wollen, ein Ausstieg aus der staatlichen Absicherung ermöglicht wird. Innerhalb der ersten zehn Jahre der Förderlaufzeit besteht für Anlagenbetreiber einmalig die Möglichkeit, aus dem Investitionsrahmen auszusteigen. Die Anlagen werden dann vollständig in den Markt entlassen und können sich dort bspw. über Power-Purchase-Agreements (PPAs) absichern. Sie belasten dann auch nicht mehr das EEG-Konto. Eine erneute Rückkehr in den Investitionsrahmen ist dabei nicht vorgesehen, um Möglichkeiten zur Umgehung der Abschöpfung zu minimieren.

Weitreichendere Wechselmöglichkeiten würden voraussichtlich zu einer einseitigen und rein opportunistischen Verlagerung der Erlösmöglichkeiten während Hochpreisphasen vom Staat hin zu den Anlagenbetreibern führen und den Abschöpfungsmechanismus effektiv unterlaufen.

Zudem ermöglicht der Regierungsentwurf den Anlagenbetreibern in der Praxis bereits die hinreichend flexible Kombination von staatlichem Investitionsrahmen und PPAs. Kennt er doch neben dem einmaligen Opt-out innerhalb der ersten zehn Förderjahre zwei weitere Kombinationsmöglichkeiten:

Zum einen besteht weiterhin die Möglichkeit, bei Gebotsabgabe nur einen Teil der Anlage in den Investitionsrahmen zu bieten und den restlichen Teil außerhalb des Investitionsrahmens bspw. über PPAs zu vermarkten. So können Anlagenbetreiber mit einem hinreichend großen Teil ihrer Anlage die Sicherheit des Investitionsrahmens nutzen und sind gleichzeitig mit dem verbleibenden Teil vollständig flexibel.

Zum anderen ist es den Anlagenbetreibern jederzeit möglich von der geförderten in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln, um bspw. Herkunftsnachweise für Grünstrom zu veräußern. Ein solcher Wechsel ist jedoch nur bei fortlaufender Aufrechterhaltung der Abschöpfung möglich.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Forderung ist darauf gerichtet, wesentlich größere Anlagen zu fördern, als es derzeit möglich ist. Von der Förderung für Güllekleinanlagen sollen aber gerade nur kleine Anlagen profitieren, die die ortsnah anfallende Gülle zeitnah verstromen. Daher erhalten sie auch eine Förderung für die gesamte Stromerzeugung in der Anlage, sind also deutlich privilegiert. Ziel ist die Vermeidung von sogenanntem „Gülletourismus“. Wird die Gülle zur Verstromung per LKW über weite Strecken transportiert, wird die Treibhausgasminderung der Gülleverstromung konterkariert. Größere Anlagen können zudem an den regulären Biomasseausschreiben teilnehmen und sich so eine Förderung sichern und vom Flexibilitätszuschlag profitieren. Zwar haben Güllekleinanlagen kein so hohes Flexibilisierungspotenzial wie andere Biogasanlagen, dennoch sind sie steuerbar und können ihre Produktion in Zeiten verlagern, in denen die Marktpreise positiv sind, oder den Strom selbst verbrauchen.

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

Die Bundesregierung stimmt den Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Eine Befreiung von PV-Freiflächenanlagen auf ehemaligen Tagebauflächen von den Regelungen zur Anlagenzusammenfassung würde auf erhebliche beihilferechtliche Hemmnisse stoßen. Zudem würde eine solche Regelung zu sehr großen PV-Freiflächenanlagen führen, die nach aktueller Kenntnislage der Bundesregierung wirtschaftlich sind und bereits außerhalb der Förderung des EEG errichtet und betrieben werden. Sehr große PV-Freiflächenanlagen können außerdem die Akzeptanz dieser Anlagen beeinträchtigen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Es ist ein zentrales Anliegen der Novelle, die Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien zu stärken. Hierzu dient unter anderem auch die Abschaffung der Einspeisevergütung, damit zukünftig sämtliche Anlagen die Marktsignale sehen und ihre Vermarktung daran ausrichten. Der Vorschlag macht das Auslaufen der Einspeisevergütung und den Wechsel in die Direktvermarktung von einer Feststellung der Bundesnetzagentur abhängig. Damit würde das Gesetz selbst für eines seiner Kernanliegen kein gesetzliches Zieldatum benennen und damit keine belastbare Zeitschiene vorgeben. Eine solche Regelung würde der Bedeutung dieser Maßgabe gerade für die Praxis nicht gerecht. Davon abgesehen müsste eine solche Feststellung möglichst präzise parametrisiert sein, damit sie von der Bundesnetzagentur umgesetzt werden kann. Hier ist der Vorschlag noch sehr unkonkret.

Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesregierung für eine eindeutige Fristenregelung entscheiden, die die Feststellungskompetenz der Bundesnetzagentur für absolute Härtefälle ergänzt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung bekennt sich klar zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Ausschreibungen für Wind an Land werden im EEG-E 2027 daher nicht nur fortgeschrieben, sondern es werden sogar 12 GW zusätzlich ausgeschrieben. Das beruht auf einer Vereinbarung innerhalb der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm. Daher werden in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15 GW (weitere 5 GW zu den regulären 10 GW) ausgeschrieben und in 2029 werden 12 GW ausgeschrieben. In den Folgejahren bleibt es bei dem bisherigen Volumen von 10 GW (weitere 2 GW zu den regulären 10 GW). Der Regierungsentwurf des EEG 2027 beinhaltet für Windenergie an Land (§ 28) und für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a) jährliche Ausschreibungsmengen, die erforderlich sind, um die technologiespezifischen Ausbauziele gem. § 4 zu erreichen. Die darüberhinausgehende Erhöhung der Ausschreibungsmengen im Vorschlag des Bundesrates lehnt die Bundesregierung ab. Sie liefe dem Fokus dieser Novelle auf Kosteneffizienz zuwider.

In § 28e EEG 2027 wird darüber hinaus geregelt, dass ab 2027 jährlich Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen an Land mit einem Volumen von 3.500 MW und für Solaranlagen des ersten Segments mit einem Volumen von 500 MW stattfinden sollen. Damit wird den Resilienzausschreibungen ein festes jährliches Volumen für separate Ausschreibungen zugeteilt. Hiermit wird in Verbindung mit der geplanten Einführung von Resilienzausschreibungen bei Windenergie auf See in dem am 2. September 2026 vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See („WindSeeG-Novelle“) gewährleistet, dass die Vorgabe aus Artikel 26 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Netto-Null-Industrie-Verordnung“), Resilienzausschreibungen für mindestens 30 % des jährlichen Ausschreibungsvolumens oder alternativ für mindestens 6 Gigawatt pro Jahr einzuführen, ab dem Jahr 2027 erfüllt wird.

Da auch die Anlagen aus Resilienzausschreibungen zur Zielerreichung beitragen, bilden diese Ausschreibungsvolumina durch die Verrechnung nach § 28 Abs. 3 Nr. 2 Buchst. c) und 28a Abs. 3 Nr. 2 Buchst. c) EEG 2027 einen Teil der gesamten Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments. Sofern in den Resilienzausschreibungen Mengen nicht bezuschlagt werden, sieht der Regierungsentwurf durch die Erhöhung der Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 3 Nr. 1 und 28a Abs. 3 Nr. 1 EEG 2027 vor, dass diese im Rahmen der regulären Ausschreibungen im Folgejahr nachgeholt werden.

Der Vorschlag des Bundesrates, eine Nachholung der in den Resilienzausschreibungen nicht bezuschlagten Mengen stattdessen durch eine Verringerung der Ausschreibungsmengen um die nicht bezuschlagten Mengen des Vorjahres zu erreichen, erzielt im Grundsatz zwar die gleiche Wirkung. Diese Maßgabe würde jedoch im ersten Jahr der Resilienzausschreibung, d.h. im Jahr 2027, zu einer Erhöhung der Gesamtausschreibungsmengen um die in den Resilienzausschreibungen bezuschlagten Mengen führen. Dies ist zur Erreichung der Ausbaupfade nicht veranlasst und stünde dem Fokus dieser Novelle auf Kosteneffizienz entgegen.

Der bislang in § 4a EEG 2023 verankerte Strommengenpfad wird im Regierungsentwurf bewusst gestrichen. Der

Strommengenpfad hat sich beim Monitoring des Erneuerbaren-Ausbaus nicht bewährt, wie die abweichende Realentwicklung unter dem EEG 2023 sowohl beim unterstellten Bruttostromverbrauch als auch den EE-Strommengen belegt.

U.a. in der Nachholung nicht bezuschlagter Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 3 Nr. 1 und 28a Abs. 3 Nr. 1 EEG 2027 besteht zudem ein Mechanismus, der der Einhaltung der technologiespezifischen Ausbaupfade dient. Und eine enge Beobachtung und bedarfsgerechte Kalibrierung des weiteren Hochlaufs der erneuerbaren Energien ist auch nach Abschaffung des Strommengenpfades im Rahmen des etablierten und im EEG verankerten Monitorings weiterhin möglich.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung bekennt sich klar zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Mit diesem Ziel werden die Ausschreibungen für Wind an Land im EEG-E 2027 daher nicht nur fortgeschrieben, sondern sogar 12 GW zusätzlich ausgeschrieben. Das beruht auf einer Vereinbarung innerhalb der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm. Daher werden in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15 GW (weitere 5 GW zu den regulären 10 GW) ausgeschrieben und in 2029 werden 12 GW (weitere 2 GW zu den regulären 10 GW) ausgeschrieben. In den Folgejahren bleibt es bei dem bisherigen Volumen von 10 GW. Der Regierungsentwurf des EEG 2027 beinhaltet für Windenergie an Land (§ 28) und für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a) jährliche Ausschreibungsmengen, die erforderlich sind, um die technologiespezifischen Ausbauziele gem. § 4 zu erreichen.

In §28e EEG 2027 wird geregelt, dass ab 2027 jährlich Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen an Land mit einem Volumen von 3.500 MW und für Solaranlagen des ersten Segments mit einem Volumen von 500 MW stattfinden sollen. Für Windenergie auf See sollen 2.000 MW im Rahmen der NZIA-Ausgestaltung ausgeschrieben werden.

Damit wird den Resilienzausschreibungen ein festes jährliches Volumen für separate Ausschreibungen zugeteilt. Hiermit wird in Verbindung mit der geplanten Einführung von Resilienzausschreibungen bei Windenergie auf See in dem am 2. September 2026 vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See („WindSeeG-Novelle“) gewährleistet, dass die Vorgabe aus Artikel 26 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Netto-Null-Industrie-Verordnung“), Resilienzaanforderungen für mindestens 30 % des jährlichen Ausschreibungsvolumens oder alternativ für mindestens 6 Gigawatt pro Jahr einzuführen, ab dem Jahr 2027 erfüllt wird.

Da auch die Anlagen aus Resilienzausschreibungen zur Zielerreichung beitragen, bilden diese Ausschreibungsvolumina durch die Verrechnung nach § 28 Abs. 3 Nr. 2 Buchst. c) und 28a Abs. 3 Nr. 2 Buchst. c) EEG 2027 einen Teil der gesamten Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments. Sofern in den Resilienzausschreibungen Mengen nicht bezuschlagt werden, sieht der Regierungsentwurf durch die Erhöhung der Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 3 Nr. 1 und 28a Abs. 3 Nr. 1 EEG 2027 vor, dass diese im Rahmen der regulären Ausschreibungen im Folgejahr nachgeholt werden. Eine Verordnung auf Grundlage des § 88d EEG 2027 wird aktuell erarbeitet.

Ähnlich stellt sich die Lage auch für die Ausschreibungen für Windenergie auf See dar.

Auch die dahinterliegende Regelungslogik, die Ausschreibungsmengen seien an den derzeitigen Umfang der Genehmigungen anzupassen, teilt die Bundesregierung so nicht. Die Festlegung der jährlichen Ausschreibungsmengen dient der Umsetzung der technologiespezifischen Ausbauziele und der Ziele des Klimaschutzprogramms. Für bereits genehmigte Anlagen, welche keinen Zuschlag erhalten, besteht regelmäßig die Möglichkeit der erneuten Teilnahme an Folgeausschreibungen. Ein Gesamtvolumen an genehmigten Anlagen oberhalb der Ausschreibungsmengen ist Voraussetzung für erfolgreichen Wettbewerb in den Ausschreibungen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung bekennt sich klar zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Ausschreibungen für Wind an Land werden im EEG-E 2027 daher nicht nur fortgeschrieben, sondern es werden sogar 12 GW zusätzlich ausgeschrieben. Das beruht auf einer Vereinbarung innerhalb der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm. Daher werden in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15 GW (weitere 5 GW zu den regulären 10 GW) ausgeschrieben und in 2029 werden 12 GW (weitere 2 GW zu den regulären 10 GW) ausgeschrieben. In den Folgejahren bleibt es bei dem bisherigen Volumen von 10 GW. Der Regierungsentwurf des EEG 2027 beinhaltet für Windenergie an Land (§ 28) und für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a) jährliche Ausschreibungsmengen, die erforderlich sind, um die technologiespezifischen Ausbauziele gem. § 4 zu erreichen.

Die darüberhinausgehende Erhöhung der Ausschreibungsmengen im Vorschlag des Bundesrates lehnt die Bundesregierung ab. Die vorgeschlagene Sonderausschreibung ist zur Erreichung der Ausbaupfade nicht zwingend veranlasst, droht den Wettbewerb in den Ausschreibungen abzuschwächen und stünde dem Fokus dieser Novelle auf Kosteneffizienz entgegen.

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

Die Bundesregierung stimmt den Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Dachanlagen waren in den Jahren 2025 und 2026 zumeist unterzeichnet. Eine Ausweitung des Volumens ist daher nicht gerechtfertigt, weil dann die Gefahr der Unterzeichnung besteht. Eine Maßnahme im Gesetzentwurf zur Änderung dieser Situation ist, dass künftig auch schon Anlagen ab 750 kW installierter Leistung an den Ausschreibungen teilnehmen müssen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Zu a)

Der Gesetzentwurf setzt einen stärkeren Fokus auf kostengünstigere PV-Freiflächenanlagen. Diese sind leichter ins Netz zu integrieren als eine Vielzahl an kleinen Dachanlagen und erzeugen aufgrund der Skaleneffekte günstigeren Strom. Der bisherige Flächendeckel für den Zubau von PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen bleibt unangetastet. Das Baurecht privilegiert den Zubau von PV-Freiflächenanlagen auf infrastrukturell vorbelasteten Flächen (Korridore entlang von Bahnstrecken und Autobahnen) und auch Doppelnutzungskonzepte, wie Moor- und AGRI-PV werden im angemessenen Umfang stärker gefördert als konventionelle PV-Freiflächenanlagen. Zudem ist auch bei PV-Freiflächenanlagen eine Teilhabe der Bevölkerung über die finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau gewährleistet. Die Akzeptanz des PV-Freiflächenzubaues wird durch all diese Aspekte gefördert. Festzuhalten ist zudem, dass sich kleine PV-Dachanlagen bereits heute ohne Förderung rechnen, insbesondere wenn die Haushalte elektrifiziert sind. Die Elektrifizierung von Haushalten wird durch den Bund bereits durch die Förderung im Bereich der E-Mobilität und der Wärmepumpenförderung unterstützt.

Zu b)

Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Dachanlagen waren in den Jahren 2025 und 2026 zum Teil unterzeichnet. Eine Maßnahme im Gesetzentwurf zur Änderung dieser Situation ist, dass künftig auch schon Anlagen ab 750 kW installierter Leistung an den Ausschreibungen teilnehmen müssen.

Zu c)

Der Entwurf der Bundesregierung fokussiert auf die Ausbauziele für PV insgesamt. Da sich Segmente aufgrund der Rahmenbedingungen unvorhergesehen unterschiedlich entwickeln können, sichert die vorgesehene Verrechnung die Zielerreichung.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Für die Jahre 2027 bis 2032 sieht der Regierungsentwurf zusätzliche Ausschreibungsmengen von insgesamt 4.500 MW vor. Mit dieser Erhöhung soll die installierte Leistung auf 9,5 GW im Jahr 2030 und 2035 erhöht werden. Gleichzeitig wird eine systemdienliche flexible und damit netzschonende Stromeinspeisung angestrebt, bei der die Bioenergie ihre Eigenschaft als steuerbarer erneuerbarer Energieträger stärker ausspielen soll. Dies bietet zum einen Bestandsanlagen eine Anschlussperspektive und berücksichtigt zum anderen den Fokus der Novelle auf Kosteneffizienz. Eine weitergehende Anhebung wie vom Bundesrat vorgeschlagen würde diesem Ziel hingegen klar zuwiderlaufen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Ungeachtet der bisherigen Gesetzeslage wurden die Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoff-basierter Stromspeicherung (§ 28f EEG 2023) und die Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§ 28g EEG 2023) bisher nicht umgesetzt. Eine Bewahrung dieser Regelungen ist vor dem Hintergrund nicht geboten.

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

Die Bundesregierung lehnt den Vorschlag des Bundesrates ab.

Zur Begründung wird auf die Antwort zu Ziffer 18 verwiesen.

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)

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrats nicht zu.

Im Koalitionsvertrag wurde vereinbart, die zulässige Höhe der Flächenpachten für im EEG geförderte Anlagen zu begrenzen.

Mit der Begrenzung der Nutzungsentgelte für Windenergieanlagen soll daher weiteres Potential zur Reduzierung der Förderkosten gehoben werden und gerade auch für etwaige Phasen, in denen der Wettbewerb weniger intensiv ist, eine Absicherung geschaffen werden. Die Regelung bezieht sowohl die Flächen für die Windenergieanlage als auch die Flächen für Nebenanlagen in einem Umkreis von 2,5 km um die Anlage herum ein und führt eine Begrenzung auf 3,5 Prozent des jährlich erzielbaren Standortertrags ein. Aufgrund des intensiven Wettbewerbsniveaus bei Ausschreibungen ist davon auszugehen, dass sich diese Einsparungen annähernd 1:1 in sinkenden Zuschlagswerten widerspiegeln werden. Die Verpachtungserlöse aus der Windenergienutzung bleibt auch mit der Begrenzung der Nutzungsentgelte für Windenergieanlagen weitaus attraktiver als Verpachtung zu rein land- oder forstwirtschaftlichen Zwecken. Die Pachtenbegrenzung soll erst für Windenergieanlagen an Land gelten, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 1. Januar 2028 ermittelt worden ist.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrats nicht zu.

Mit der am 9. Februar 2024 in Kraft getretenen Änderung des EEG 2023 (Solarpaket I, BGBl. 2024 I Nr. 33)

wurde die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land in § 36e EEG zuletzt erst um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Diese Verlängerung erfolgte gerade, um Verzögerungen etwa aufgrund von Lieferkettenproblemen gerecht zu werden, die eine Realisierung innerhalb von 30 Monaten erschweren. Mit dieser Regelung hat der Gesetzgeber jüngst eine in sich abschließende Wertung zu diesem Regelungskomplex getroffen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Bundesrat schlägt letztlich eine Südquote für Windenergieanlagen an Land ähnlich der vor, die im Rahmen des EEG 2021 im Ergebnis erfolglos eingeführt worden ist. Denn die damalige Regelung konnte aufgrund fehlender beihilferechtlicher Genehmigung durch die EU-Kommission niemals angewendet werden, weshalb sie mit den Reformen des EEG 2023 wieder abgeschafft worden ist. Aufgrund der fehlenden beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit hatte der Gesetzgeber alternativ die Einführung eines nur in der Südregion anwendbaren Gütefaktors für windschwächere Standorte mit einer Standortgüte von 50 % eingeführt. Für diese Regelung konnte in der Folge auch die notwendige beihilferechtliche Genehmigung erwirkt werden.

Angesichts dieser bekannten rechtlichen Herausforderungen entwickelt der jetzige Regierungsentwurf das Referenzertragsmodell und insbesondere die bestehende Sonderregelung für Südstandorte so weiter, dass die Anreize für eine ausgeglichene regionale Verteilung, insbesondere auch für Windenergie im Süden weiter gestärkt werden, ohne auf den gescheiterten Regelungsansatz zurückzugreifen.

Mit der Novelle wird der Korrekturfaktor für windschwächere Standorte mit einer Standortgüte von 50 % oder weniger von heute 1,55 auf 1,65 angehoben. Dieser kommt weiterhin ausschließlich in der Südregion zur Anwendung. Dies verbessert die Wettbewerbsbedingungen für Standorte in Süddeutschland deutlich und trägt so auch zu einem netzdienlicheren Zubau bei. Weiterhin werden zusätzlich zwei neue Regionen in Norddeutschland eingeführt: die Küstenregion und die Region Mitte-Nord. Dort wird zukünftig die Kompensation von geringeren Standorterträgen begrenzt. In der Küstenregion wird dann nur noch bis zu einer Standortgüte von mindestens 80 Prozent und in der Region Mitte-Nord nur noch bis zu einer Standortgüte von mindestens 70 Prozent kompensiert. Auch hierdurch profitieren im Ergebnis Anlagen in jeweils südlicher gelegenen Regionen zusätzlich durch leicht steigende Zuschlagswahrscheinlichkeiten aufgrund des verstärkten Wettbewerbsdrucks in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord.

Damit schafft der Regierungsentwurf bereits einen effektiven Anreiz für stärkeren Zubau im Süden, der voraussichtlich auch rechtssicher zur Anwendung kommen können wird.

Dabei bleibt der Regierungsentwurf in der Logik eines bundesweiten Wettbewerbs aller an der Ausschreibung teilnehmenden Anlagen. Demgegenüber würde durch den im Vorschlag des Bundesrates vorgesehenen Südausschreibungsvorbehalt in Ausschreibungen mit unzureichenden Zuschlägen für Anlagen in der Südregion de facto ein separates Ausschreibungssegment für solche Anlagen geschaffen. Hierdurch würde der Wettbewerb in solchen Situationen auf die Anlagen in der Südregion beschränkt. Bei unzureichendem Wettbewerb innerhalb der Südregion könnte es damit zu erheblich höheren Zuschlagswerten oder strategischem Bietverhalten und damit erhöhten Förderkosten aufgrund von Überförderungen kommen. Dies war auch eine der zentralen beihilferechtlichen Hürden der entsprechenden Regelung im EEG 2021. Die im Regierungsentwurf enthaltenen Anpassungen am Referenzertragsmodell stellen daher das verhältnismäßigere aber vor allem auch rechtssicherere Mittel zur räumlichen Steuerung des Ausbaus dar.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Besondere Solaranlagen in den besonders förderwürdigen Varianten der Moor- und der Agri-PV werden mit einem erhöhten Fördersatz angemessen unterstützt, wenngleich nicht in dem Umfang, der im Solarpaket I vorgesehen war. Dies beruht zum einen auf dem Ziel der Novelle, die EE-Förderung effizienter aufzustellen und Kosten zu sparen.

Auch der Fokus auf die besonderen Solaranlagen in den Varianten der AGRI- und Moor-PV ist gerechtfertigt, denn diese haben das größte Flächenschonungs- und Klimaschutzpotenzial.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Generell verbessert der Regierungsentwurf die Rahmenbedingungen für Biomasseanlagen bereits deutlich: So werden etwa die Ausschreibungsmengen bis 2032 substanziell angehoben, was auch Bestandsanlagen, deren Förderung in den nächsten Jahren ausläuft, eine Anschlussperspektive gibt. Zudem wird die bisherige Deckelung der Anschlussförderung gestrichen (§ 39g Absatz 6 EEG 2023). Und mit der Lockerung des Maisdeckels kann die saisonale Fahrweise von Biogasanlagen verbessert werden.

Vor diesem Hintergrund sind weitergehende Besserstellungen der Biomassetechnologie schon unter dem Aspekt der Kosteneffizienz abzulehnen. Gerade die hier vorgeschlagene Verlängerung der Realisierungsfrist würde zudem zu einer deutlich späteren Flexibilisierung der Anlagen führen, obwohl gerade diese Flexibilität Hauptgrund dafür ist, die Biomasse als Ergänzung zu Wind und Solar zu stärken.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Regierungsentwurf gibt der Biomasse im Stromsektor eine klare Perspektive als flexible Ergänzung zu Wind und PV. Der Gesetzentwurf enthält bereits einen ausgewogenen Gesamtkompromiss, der Biomasse-Anlagen eine Anschlussperspektive eröffnet und gleichzeitig die Kosteneffizienz und die Flexibilisierung dieser Anlagen stärkt. Die Anpassung der Förderdauer auf 15 Jahre hingegen würde eine weitreichende Erhöhung der Förderkosten bei gleichbleibendem Ausschreibungsvolumen bedeuten, was mit dem Fokus der Novelle auf Kosteneffizienz nicht mehr vereinbar wäre.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Ausweislich des Koalitionsvertrags soll Biomasse im Strombereich vor allem der Flexibilität dienen. Diese ergänzende Rolle zu Wind und Land rechtfertigt die Förderung gerade dieser Technologie. Eine Anhebung der Bagatellgrenze für kleine Biogasanlagen von 350 kW auf 750 kW, bei der weniger Flexibilitätsanforderungen bestehen, stünde diesem Ziel diametral entgegen. Zudem würde eine solche Anhebung dazu führen, dass erheblich mehr Strom gefördert wird, was die Förderkosten über Gebühr treiben würde.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Das Fördersystem über die Betriebsviertelstunden setzt gerade Vorgaben an eine systemdienliche flexible und damit netzschonende Stromeinspeisung, die vor Ort individuell umgesetzt werden können, und dient damit dem Ziel der Novelle, dass Biogas gerade in den Zeiten seinen Beitrag zur Stromzeugung leistet, in denen der Strom am Markt gebraucht wird. Alternative Modelle beinhalten die Gefahr, dass die geförderte Strommenge erheblich ansteigt, was dem Ziel der Kosteneffizienz entgegensteht.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

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

Die Bundesregierung lehnt den Vorschlag des Bundesrates ab.

Zur Begründung wird auf die Antwort zu Ziffer 18 verwiesen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Der Regierungsentwurf gibt der Biomasse im Stromsektor eine klare Perspektive als flexible Ergänzung zu Wind und PV. Der Gesetzentwurf enthält bereits einen ausgewogenen Gesamtkompromiss, der Biomasse-Anlagen eine Anschlussperspektive eröffnet und gleichzeitig die Kosteneffizienz und die Flexibilisierung dieser Anlagen stärkt. Sie nehmen ebenfalls landwirtschaftliche Fläche in Anspruch und sind weniger flächeneffizient. Eine Anhebung der Fördersätze um bis zu 5 ct/kWh kann die Förderkosten beim angedachten Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4.500 MW zwischen 2027 und 2032 im mittleren einstelligen Milliardenbereich erhöhen. Bereits bezuschlagte Anlagen haben sich in Kenntnis der Bedingungen um die Förderung beworben. Rückwirkende Anpassungen für solche Anlagen sind daher strikt abzulehnen.

Das mit dem Vorschlag verfolgte Regelungsziel wird zudem bereits durch andere Vorgaben verwirklicht wie die Einschränkung beim Einsatz von Mais, die die Verwendung anderer – auch ökologisch wertvoller – Substrate anreizt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Anlagen mit einer installierten Leistung von über 150 kW können auch mit hohem Gülleeinsatz bereits heute an Ausschreibungen teilnehmen und haben dann die Möglichkeit sich zu flexibilisieren und zusätzliche Erlösströme über den Flexibilitätszuschlag zu generieren. Ergänzend wird auf die Antwort zu Ziffer 18 verwiesen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung weist darauf hin, dass die Regelung in § 51b EEG, die eine Verringerung des Zahlungsanspruchs auf 0 bei Spotmarktpreisen von 2 Cent pro Kilowattstunde oder weniger vorsieht, nur für Biogasanlagen gilt, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt wurde. Güllekleinanlagen sind davon nicht betroffen. Güllekleinanlagen unterliegen damit lediglich der allgemeinen Regelung, wonach bei negativen Preisen keine Vergütung gezahlt wird. Sie gilt für sämtliche Technologien, auch für dargebotsabhängige, wie Wind und PV. Sie dient der Systemsicherheit und der Senkung der Systemkosten. Es ist daher keinerlei Grund ersichtlich, für die steuerbare Technologie der Güllekleinanlagen eine Ausnahme oder Übergangsregelung zu schaffen. Zwar haben Güllekleinanlagen kein so hohes Flexibilisierungspotential wie andere Biogasanlagen, dennoch sind sie steuerbar und können ihre Produktion in Zeiten verlagern, in denen die Marktpreise positiv sind, oder den Strom selbst verbrauchen. Vor diesem Hintergrund ist eine Verringerung der Degression nicht angezeigt. Die Degression im EEG wird durch den Regierungsentwurf insgesamt vereinheitlicht und auf 1 Prozent pro Jahr festgelegt, um die Gesetzesanwendung zu vereinfachen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Die Änderung des Vergütungssatzes ist dadurch bedingt, dass sich die PV-Technologie fortentwickelt hat und günstiger geworden ist. Die Bundesregierung überprüft die Förderniveaus regelmäßig und muss auf veränderte Rahmenbedingungen eingehen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Antrag des Bundesrates nicht zu.

Diese Regelungen wurden bereits mit dem Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017 eingeführt (§ 48 Absatz 1 Satz 2 und 3 EEG 2017) und deren Regelungsgehalt wird mit dem Regierungsentwurf (EEG 2027) fortgeschrieben.

Bei der Förderung von nicht ausschreibungspflichtigen PV-Anlagen soll die Errichtung der PV-Anlagen nach dem Beschluss des Bebauungsplans die Regel bleiben. Um zu verhindern, dass die Ausnahme (Entstehung eines Zahlungsanspruchs nach § 48 Absatz 1 Satz 2 EEG 2027 auch vor dem Beschluss des Bebauungsplans) zur Regel wird, verkürzt sich die Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 25 EEG 2027 um die Tage, die in denen die PV-Anlage vor dem Beschluss des Bebauungsplans errichtet worden ist.

Da der Zahlungsanspruch darüber hinaus erst mit dem Beschluss des Bebauungsplans erstmalig entsteht, richtet sich auch die Höhe des anzulegenden Werts abweichend von § 25 Satz 3 EEG 2027 nicht nach dem Tag der Inbetriebnahme, sondern nach dem Tag des Beschlusses über den Bebauungsplan (§ 48 Absatz 1 Satz 3 EEG 2027).

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

Die Bundesregierung stimmt dem Antrag nicht zu.

Siehe Antwort zu Ziffer 32.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Biomasse erfährt als ein wichtiger flexibler Baustein als Ergänzung zu Wind und PV im Stromsystem mit dem Biomassepaket 2025 und dem EEG 2027 eine deutliche Verbesserung der Rahmenbedingungen. Gleichzeitig gilt es, im EEG die Kostensteigerungen zu begrenzen. Die Anhebung des Flexibilitätszuschlags, der erst mit dem Biogaspaket deutlich erhöht wurde, auf 130 €/kW würde die Förderkosten weiter erhöhen. Dies ist mit dem übergeordneten Fokus der Novelle auf Kosteneffizienz nicht vereinbar.

Anlagen mit einer installierten Leistung von über 150 kW können auch mit hohem Gülleeinsatz bereits heute an Ausschreibungen teilnehmen und haben dann die Möglichkeit sich zu flexibilisieren und zusätzliche Erlösströme über den Flexibilitätszuschlag zu generieren. Siehe insoweit auch Antwort zu Ziffer 18.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Biomasse erfährt als ein wichtiger flexibler Baustein in Ergänzung zu Wind und PV im Stromsystem mit dem Biomassepaket 2025 und dem EEG 2027 eine deutliche Verbesserung der Rahmenbedingungen. Gleichzeitig gilt es, im EEG die Kostensteigerungen zu begrenzen. Die Anhebung des Flexibilitätszuschlags, der erst mit dem Biogaspaket deutlich erhöht wurde, würde die Förderkosten weiter erhöhen. Dies ist mit dem übergeordneten Fokus der Novelle auf Kosteneffizienz nicht vereinbar.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Biomasseanlagen sind technisch bei systemdienlichem Betrieb in der Lage, auch längere Dunkelflauten abzudecken und in Hellbrisen gar nicht einzuspeisen. Der tatsächliche Einsatz dieser Fähigkeit wird durch die bestehenden Regelungen angereizt und auch durch den Flexibilitätszuschlag explizit gefördert. Die indirekte Förderung von Speicherleistung über die Einbeziehung der von den Speichern ins Netz eingespeisten Strommengen in die während der Betriebsviertelstunden eingespeiste geförderte Strommenge erscheint zum derzeitigen Zeitpunkt nicht zielführend.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Forderung ist darauf gerichtet, wesentlich größere Anlagen zu fördern, als es derzeit möglich ist. Von der Förderung für Güllekleinanlagen sollen aber gerade nur kleine Anlagen profitieren, die die ortsnahe anfallende Gülle zeitnah verstromen. Daher erhalten sie auch eine Förderung für die gesamte Stromerzeugung in der Anlage, sind also deutlich privilegiert. Ziel ist die Vermeidung von sogenanntem „Gülletourismus“. Wird die Gülle zur Verstromung per LKW über weite Strecken transportiert, wird die Treibhausgasminderung der Gülleverstromung konterkariert. Größere Anlagen können zudem an den regulären Biomasseausschreibungen teilnehmen und sich so eine Förderung sichern und vom Flexibilitätszuschlag profitieren. Zwar haben Güllekleinanlagen kein so hohes Flexibilisierungspotenzial wie andere Biogasanlagen, dennoch sind sie steuerbar und können ihre Produktion in Zeiten verlagern, in denen die Marktpreise positiv sind, oder den Strom selbst verbrauchen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Entgegen der Begründung zu Buchstabe b ist die Angabe „*einschließlich von Fallbeispielen für eine gelungene Bürger- und Öffentlichkeitsbeteiligung*“ in § 98 Absatz 1 Satz 5 EEG 2027 nicht neu, sondern Bestandsrecht und wurde mit dem Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land vom 20.07.2022 eingeführt, weshalb der für die Länder bestehende Erfüllungsaufwand bereits in diesem Gesetz dargestellt worden ist (vgl. Vorgabe 4.3.4. auf Seite 22 der BT-Drs. 20/2355). Insofern sind die Ausführungen im Erfüllungsaufwand im Regierungsentwurf zu EEG-2027 korrekt.

Formatvorgaben nach Buchstabe b werden im Kooperationsausschuss im Austausch mit den Ländern festgelegt. Die Regelung ist nicht erforderlich.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Der Regierungsentwurf streicht gerade den überholten Strommengenpfad in § 4a EEG 2023. Folglich kann dieser Pfad auch nicht als Referenzgröße in § 98 EEG 2027 herangezogen werden.

Im Übrigen verweist die Bundesregierung auf ihre Gegenäußerung zu Ziffer 21.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Regierungsentwurf gibt der Biomasse im Stromsektor eine klare Perspektive als flexible Ergänzung zu Wind

und PV. Der Gesetzentwurf enthält bereits einen ausgewogenen Gesamtkompromiss, der Biomasse-Anlagen eine Anschlussperspektive eröffnet und gleichzeitig die Kosteneffizienz und die Flexibilisierung dieser Anlagen stärkt. Eine Anhebung der Fördersätze um bis zu 5 ct/kWh kann die Förderkosten beim angedachten Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4.500 MW zwischen 2027 und 2032 im mittleren einstelligen Milliardenbereich erhöhen. Bereits bezuschlagte Anlagen haben sich in Kenntnis der Bedingungen um die Förderung beworben. Rückwirkende Anpassungen für solche Anlagen sind daher strikt abzulehnen. Das mit dem Vorschlag verfolgte Regelungsziel wird zudem bereits durch andere Vorgaben verwirklicht wie die Einschränkung beim Einsatz von Mais, die die Verwendung anderer – auch ökologisch wertvoller – Substrate anreizt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Zu a)

Die Bundesregierung begrüßt die grundsätzliche Unterstützung für die im Regierungsentwurf des EEG 2027 vorgeschlagene Ausgestaltung der zweiseitigen Differenzverträge (CfDs). Im Folgenden wird ausgeführt, warum die Bundesregierung jedoch die Vorschläge des Bundesrates zu dessen Modifizierung nicht unterstützt.

Zu b)

In Bezug auf Negativpreise hält der Regierungsentwurf bewusst an dem hergebrachten Regelungsansatz fest: Das Aussetzen der Förder- und Abschöpfungszahlungen in Viertelstunden mit negativen Strompreisen vermeidet im Interesse der Kosteneffizienz und der Systemdienlichkeit insbesondere, dass Betreiber einen Anreiz zur Einspeisung in Zeiten negativer Preise haben.

Im Gegenzug sichert das Anhängen der betroffenen Viertelstunden an die Förderlaufzeit den Anlagenbetreibern über die Gesamtbetriebszeit der Anlage hinweg das dadurch entstehenden Erlösrisikos ab. Gleichzeitig besteht für Anlagenbetreiber nach wie vor ein finanzieller Anreiz, ihren Anteil des Produktionspotenzials während Negativpreisstunden (also bspw. während Einspeisespitzen) durch Optimierung der Anlagenauslegung möglichst zu reduzieren (bspw. Ost-West-PV-Anlagen, Schwachwindanlagen, Co-Location mit Batteriespeichern).

Dieser ausgewogene Ausgleich ist angesichts der Kurzfristigkeit, in der die neuen Regelungen greifen sollen, aufrechtzuerhalten. Alternative, in der Praxis noch nicht erprobte, Regelungsansätze sind schwer zu parametrisieren und drohen ungewollte Nebeneffekte zu zeitigen.

Zu c)

Eine Indexierung der Höchstwerte für Windenergie an Land sowie Solaranlagen des ersten Segmentes sowie der anzulegenden Werte im Allgemeinen wird abgelehnt. Sowohl die Bundesnetzagentur (vgl. § 85a EEG) als auch die Bundesregierung (§ 95 EEG) verfügen bereits über Anpassungsmöglichkeiten der Höchstwerte, sodass keine Notwendigkeit einer automatisierten Indexierung der Höchstwerte besteht.

Sollte darüber hinaus eine automatische Indexierung auch der anzulegenden Werte intendiert sein, wird auch dies nicht als notwendig erachtet. Denn das inflationsbedingte Kostenrisiko ist aufgrund des einerseits geringen Zeitraums zwischen dem Zuschlag in den Auktionen und der Inbetriebnahme einer Anlage sowie dem andererseits geringen Anteil der Betriebskosten über die gesamte Förderdauer an den gesamten Stromgestehungskosten bei den hier betrachteten Technologien vergleichsweise gering.

Grundsätzlich sind bei einer Indexierung stets Vor- und Nachteile gegeneinander aufzuwägen. Der potenziellen Absicherung von inflationsbedingten Kostenrisiken stehen etwa neue Abweichungsrisiken zwischen dem Index und der tatsächlichen Inflationsentwicklung, die Risikotragfähigkeit der Unternehmen im Markt, eine ordnungspolitische Präferenz für eine betriebswirtschaftliche Risikoübernahme durch Unternehmen, sowie eine höhere Komplexität der gesetzlichen Regelung entgegen.

Zu d)

Lockerungen der im Regierungsentwurf vorgesehenen einmaligen Austrittsmöglichkeit aus dem Differenzvertrag innerhalb der ersten zehn Förderjahre würden zu einer einseitigen und opportunistischen Verlagerung der Erlös-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

möglichkeiten während Hochpreisphasen vom Staat hin zu den Anlagenbetreibern führen und den Abschöpfungsmechanismus effektiv unterlaufen.

Diese Bewertung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass der Regierungsentwurf neben diesem einmaligen Opt-out weitere Kombinationsmöglichkeiten zwischen dem staatlichen Investitionsrahmen und PPAs vorsieht:

So sieht der Regierungsentwurf zum einen gerade ein paralleles Kombinationsmodell vor. Besteht doch weiterhin die Möglichkeit, bei Gebotsabgabe nur einen Teil der Anlage in den Investitionsrahmen zu bieten und den restlichen Teil außerhalb des Investitionsrahmens bspw. über PPAs zu vermarkten. Auf diese Weise können Anlagenbetreiber mit einem hinreichend großen Teil ihrer Anlage die Sicherheit des Investitionsrahmens nutzen und sind gleichzeitig mit dem verbleibenden Teil vollständig flexibel.

Zum anderen sind den Anlagenbetreibern weiterhin Wechsel von der geförderten in die sonstige Direktvermarktung, um bspw. Herkunftsnachweise für Grünstrom zu veräußern, und zurück jederzeit möglich. Ein solcher Wechsel ist jedoch nur bei fortlaufender Aufrechterhaltung der Abschöpfung.

Dem Vorschlag des Bundesrats, die Ausfallvergütung als Absicherung gegen Insolvenzrisiken des Direktvermarkters fortzuführen, kann nicht gefolgt werden. Dieses Instrument war bei der ersten Einführung der Direktvermarktung sinnvoll, ist seit der Etablierung der Direktvermarktung aber nicht mehr zeitgemäß. Ein solches Instrument fortzuschreiben, mit dem die Direktvermarktungspflichten für substanzielle Perioden vermieden werden können, wäre mit dem Ziel einer umfassenden Marktorientierung nicht vereinbar.

Zu e)

Der Regierungsentwurf legt großen Wert auf die Umsetzbarkeit der Regelungsvorgaben in der erforderlichen Kurzfristigkeit.

Zur Einführung eines Abschöpfungsmechanismus sieht der Regierungsentwurf bewusst sogenannte produktionsabhängige CfDs vor. Mit diesem Modell wird das bewährte Marktprämiensystem lediglich bewusst um Rückzahlungen in Hochpreisphasen ergänzt, um eine hohe Kontinuität zum bestehenden System zu gewährleisten und der Praxis eine zeitnahe Umstellung zu ermöglichen.

In Bezug auf die sonstigen Maßnahmen wie dem Auslaufen der Einspeisevergütung und die Ausweitung der Direktvermarktung wird auf vorstehende Ausführungen verwiesen.

Zu f)

Die Stärkung des PPA-Marktes ist der Bundesregierung ein Anliegen. Diesem Ziel dient besonders effektiv die Einführung der Abschöpfung. Gerade sie hat das Potenzial, eine rein marktliche Refinanzierung durch langfristige PPAs anzureizen: Wer für seine Anlage oder Anteile seiner Anlage gänzlich ohne Förderung auskommt, finanziert sich insoweit künftig direkt am Markt, ohne das EEG in Anspruch zu nehmen. Zudem plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gemeinsam mit der Kreditbank für Wiederaufbau im Rahmen des Deutschlandfonds die Einführung eines neuen Kreditprogrammes Erneuerbare Energien Plus zur Verbesserung der Finanzierungsbedingungen für den marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Das Fördersystem über die Betriebsviertelstunden setzt gerade Vorgaben an eine systemdienliche flexible und damit netzschonende Stromeinspeisung, die vor Ort individuell umgesetzt werden können, und dient damit dem Ziel der Novelle, dass Biogas gerade in den Zeiten seinen Beitrag zur Stromzeugung leistet, in denen der Strom am Markt gebraucht wird. Alternative Modelle beinhalten die Gefahr, dass die geförderte Strommenge erheblich ansteigt, was dem Ziel der Kosteneffizienz entgegensteht.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Besondere Solaranlagen in den besonders förderwürdigen Varianten der Moor- und der Agri-PV werden mit einem erhöhten Fördersatz angemessen unterstützt, wenngleich nicht in dem Umfang, der im Solarpaket I vorgesehen war. Dies beruht zum einen auf dem Ziel der Novelle, die EE-Förderung effizienter aufzustellen und Kosten zu sparen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die grundsätzliche Ausweitung der Direktvermarktung auf alle Neuanlagen mit Ausnahme von Steckersolargeräten mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere geht mit der technischen Notwendigkeit einher, auch diese zusätzlichen direktvermarkteten Erzeugungsanlagen in den verpflichtenden Rollout nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b MsbG aufzunehmen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Ziel der Neuregelung ist die tatsächliche Anschlussförderung bestehender Güllekleinanlagen, nicht die Eröffnung einer weiteren alternativen Fördermöglichkeit für größere Anlagen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

In Bezug auf die unterschiedlichen Forderungen zu Biomasse verweist die Bundesregierung auf ihre jeweiligen voranstehenden Gegenäußerungen wie etwa zu Ziffer 26.

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

Die Bundesregierung stimmt den Vorschlägen des Bundesrates nicht zu.

Zu a bis c)

Die Vorschläge des Bundesrates zum EEG setzen voraus, dass Klarheit darüber besteht, wann im Sinne des EnWG eine Leitung zum Netz der öffentlichen Versorgung gehört und wann es sich um eine Direktleitung oder eine Leitung innerhalb einer Kundenanlage handelt. Nach dem Urteil des EuGH zur Definition der Kundenanlage im November 2024 ist aber die Kundenanlage nach § 3 Nummer 65 und 66 EnWG nur noch eingeschränkt anwendbar. Dem Gesetzgeber bleibt kein Spielraum, um einen rechtssicheren Rahmen für Konstellationen wie die bisherige Kundenanlage zu schaffen. Der überwiegende Teil der bisherigen Kundenanlagen wäre vielmehr als Netz zu betreiben und würde der Netzregulierung unterfallen. Eine Lösung kann nur auf europäischer Ebene gefunden werden. DEU hat sich im Rahmen des EU Grids Package mit Erfolg dafür eingesetzt, dass eine Formulierung diskutiert wird, die die Konstellation der Kundenanlage adressieren. Die Verhandlungen sollen bis zum Ende des Jahres abgeschlossen sein. Ein nationaler Rahmen kann erst geschaffen werden, wenn die Verhandlungen auf europäischer Ebene abgeschlossen sind. In Bezug auf Direktleitungen nach § 3 Nummer 27 EnWG, die ebenfalls nicht als Netz gelten und somit nicht der Netzregulierung unterliegen, sind die Auswirkungen des Urteils des

EuGH vom 17. September 2026 in den Rechtssachen C-722/24 und C-756/24 abzuwarten.

Zu d)

Die Einführung eines Marktwertkorridors wird abgelehnt.

Ein solcher Korridor würde lediglich dazu führen, dass es neben Förderjahren und Abschöpfungsjahren nun auch vereinzelte Jahre geben kann, in denen weder gefördert noch abgeschöpft wird, wobei erst im Folgejahr abschließend feststeht, was davon das vorangegangene Jahr war. Folglich ist durch einen Marktwertkorridor auch keine Stärkung des Marktes für sog. Power-Purchase-Agreements (PPAs) zu erwarten: Da immer erst im Folgejahr feststeht, ob im zurückliegenden Jahr der Jahresmarktwert innerhalb des Korridors lag, könnten PPAs in der Regel nur für sehr kurze Laufzeiten abgeschlossen werden, nämlich ab einem Zeitpunkt, ab dem die Anlagenbetreiber den erst ex-post feststehenden Jahresmarktwert korrekt antizipieren können. Solche PPAs mit sehr kurzen Laufzeiten leisten jedoch keinen wesentlichen Beitrag zur marktlichen Finanzierung des EE-Ausbaus.

Gleichzeitig würde die Einführung eines Marktwertkorridors zu Einnahmeausfällen des Staates führen, ohne dabei einen nennenswerten energiewirtschaftlichen Mehrwert zu bieten: Innerhalb des Korridors werden den Anlagenbetreibern weiterhin Zufallsgewinne in Phasen hoher Strompreise überlassen, sodass der Marktwertkorridor mit einem Verzicht auf Abschöpfungserlöse einhergeht. Da diese Mehrerlöse aufgrund von Prognoseunsicherheit in der Regel nicht gebotsmindernd in den zum Ausschreibungszeitpunkt eingereichten Gebotswert eingepreist werden können, ergibt sich hieraus auch regelmäßig keine Senkung der Förderkosten. Selbst wenn diese möglichen, aber unsicheren Zufallsgewinne in Einzelfällen doch eingepreist werden würden, dürften in der Folge der entsprechend höheren Erlösunsicherheit die Kapitalkosten steigen. Die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien würde sich ebenfalls unnötig verteuern.

Zudem dürfte sich die geringere Erlössicherheit, die ein Marktwertkorridor im Vergleich zu einem CfD mit einheitlicher Förder- und Abschöpfungsschwelle (Strike Price) bietet, auch in einer höheren Komplexität der Gebotskalkulation niederschlagen. Insofern dient die Einführung eines Marktwertkorridors nicht einer praktikablen Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus.

Zu e) und f)

Insoweit verweist die Bundesregierung auf Ihre Gegenäußerung zu Ziffer 51.

Die Einführung einer Opt-in Möglichkeit ist vor dem Hintergrund dieser Ausführungen nicht vorgesehen.

Zu g und h)

Insoweit verweist die Bundesregierung auf Ihre Gegenäußerung zu Ziffer 51.

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

Die Bundesregierung stimmt den Vorschlägen des Bundesrates nicht zu.

Zu a)

Vorweg dankt die Bundesregierung dem Bundesrat für seine Würdigung der EEG-Novelle und des Netzan schlusspakets.

Zu b) und c)

Die Bundesregierung strebt an, die verbleibenden energiepolitischen Zielsetzungen des Koalitionsvertrags – soweit diese nicht bereits mit den zuvor genannten Gesetzen adressiert werden – umzusetzen. Dies gilt auch für das im Koalitionsausschuss in Aussicht gestellte Verteilnetzpaket.

Zu den vom Bundesrat hervorgehobenen Punkten weist die Bundesregierung zunächst auf die Ausführungen zu Ziffer 2, 51 und 57 hin. Zudem sei ausgeführt:

§ 42c EnWG wurde mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucher-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

schutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtliche Vorschriften vom 18.12.2025 eingefügt. Mit der Regelung wird Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht umgesetzt. Seit dem 1. Juni 2026 sind Netzbetreiber verpflichtet, die gemeinsame Nutzung von selbst erzeugtem EE-Strom innerhalb eines Netzgebiets zu ermöglichen. In Bezug auf die Erleichterung von Lieferantenpflichten hat der Gesetzgeber den europarechtlichen Spielraum ausgeschöpft. Die Vorgaben zur Marktkommunikation und Bilanzierung liegen als Bedingungen des Netzzugangs in der Kompetenz der in diesem Bereich unabhängigen Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur hat hierzu am 7. Juli 2026 bereits eine Mitteilung (Nr. 73) herausgegeben. Erste Erfahrungen in der Umsetzung sollten zunächst abgewartet werden.

Ebenso unabhängig handelt die Bundesnetzagentur auch bei Festlegungen zu Netzentgelten.

Bezüglich § 13k EnWG schließlich sei ausgeführt, dass eine Neuregelung vor Ende der Erprobungsphase am 31. September 2026 zeitlich unmöglich ist, aber auch nicht notwendig. Denn auch hier hat bereits die unabhängige Bundesnetzagentur in ihren Zusätzlichkeitskriterien abgewogen, welche Teilnehmer und Flexibilitäten für einen engpassentlastenden zusätzlichen Stromverbrauch in Frage kommen. Aus fachlicher Sicht sollte an den bestehenden Zusätzlichkeitskriterien festgehalten werden. Gleichwohl kann das Instrument nur mit erhöhter Teilnahme überhaupt eine Wirkung entfalten. Dazu werden die Übertragungsnetzbetreiber den 13k-Preis (also den Strompreis, den zusätzliche Verbraucher im Norden in Engpasszeiten zahlen müssen) mit Start des Zielmodells am 1. Oktober 2026 deutlich absenken, von gegenwärtig 45 auf dann 22 €/MWh. Dadurch sollte das Instrument an Attraktivität gewinnen.

Übergeordnet sei darauf hingewiesen, dass sich die Bundesregierung fortwährend eng mit der in ihren Prozessen unabhängigen Bundesnetzagentur austauscht, um ein möglichst verzahntes Vorgehen zu gewährleisten.

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

Die Bundesregierung stimmt den Vorschlägen des Bundesrates nicht zu.

Übergeordnet sei nochmals betont, dass der künftige Investitionsrahmen des EEG 2027 erneuerbare Energien gerade markt- und systemdienlich fördern soll. Um die Energiewende erfolgreich umzusetzen, müssen kosteneffiziente Technologien im Fokus und auch bei kleineren Anlagen zunehmend der Systemnutzen und die Systemkosteneffizienz im Vordergrund stehen. Vor diesem Hintergrund nimmt die Bundesregierung die Einlassungen des Bundesrates zur Kenntnis und verweist auf ihre vorstehenden Gegenäußerungen etwa zu Ziffern 9 und 25.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Dauer der Übergangsphase mittels befristeter Übergangszahlung ist so gewählt, dass diese mit dem Hochlauf der Direktvermarktung einhergeht. Falls die technischen und marktlichen Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Direktvermarktung wider Erwarten doch nicht vorliegen, ist die Bundesnetzagentur befugt, diese Übergangsphase mittels Festlegung bis Ende 2032 zu verlängern (siehe § 85 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2027-E).

Die befristete Übergangszahlung ist der Höhe nach auskömmlich und knüpft an die reguläre Förderhöhe abzüglich von 1 Cent pro Kilowattstunde an. Der Abzugsbetrag ist notwendig, um Neuanlagen, die noch eine Marktpremie erhalten, den Wechsel in diese marktorientierte Veräußerungsform finanziell anzureizen.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Einlassungen des Bundesrates nimmt die Bundesregierung zur Kenntnis und verweist insofern auf ihre vorstehenden Gegenäußerungen wie etwa zu Ziffern 9 und 25. Zusätzlich sei zu d) lit bb) wie folgt ausgeführt: Die

Marktkommunikation ist seit jeher untergesetzlich durch Festlegungen der Bundesnetzagentur geregelt. Die Bundesnetzagentur gibt nach § 52 Abs. 2 MsbG ein bundeseinheitliches Format zur Datenkommunikation vor. Mit § 75 Nr. 10 MsbG steht der Bundesnetzagentur zudem bereits eine Ermächtigungsgrundlage zur Verfügung, die es ihr ermöglicht bundeseinheitliche, fortlaufend Regelungen zum Datenaustausch i.S.d. § 52 MsbG zwischen den Marktteilnehmern, insbesondere zu Formaten und Prozessen, zu erlassen, die eine größtmögliche Automatisierung zulassen. Prozessbeschreibung samt Ausgestaltungsvorgaben haben Bundesnetzagentur und EDI@Energy erarbeitet und entwickeln diese Vorgaben kontinuierlich fort. Eine starre Frist ist aufgrund der notwendigen Agilität der Fortentwicklung nicht dienlich. Die besondere Herausforderung für Branche und insb. Verteilnetzbetreiber liegt darin, die Prozessvorgaben IT-seitig umzusetzen. Nach Auskunft der Branchen ist dies aufgrund der Fülle an Aufgaben nicht immer und durch alle Akteure gleichermaßen möglich. Die Bundesregierung sowie die dena leisten hier Unterstützung.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Insoweit wird auf die Gegenäußerungen zu Ziffer 53 verwiesen.

63. Zum Gesetzentwurf allgemein (Kritik an der Verlagerung der Förderung von PV-Freiflächenanlagen zulasten von Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden)

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Würdigung der Weiterentwicklung des kostengünstigeren PV-Freiflächensegments durch den Bundesrat nimmt die Bundesregierung dankend zur Kenntnis. An ihrem Fokus auf dieses Segment hält sie hingegen fest. Insoweit wird auf die Ausführungen zu Ziffer 25 verwiesen. Damit stellt der Regierungsentwurf die Ziele zum Ausbau der PV nicht in Frage.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Die Bundesregierung stellt die Ausbauziele für PV nicht in Frage. Der Regierungsentwurf zum EEG-2027 und das parallel beschlossene Netzanschlusspaket sind Ausfluss klarer Handlungsaufträge im Koalitionsvertrag. Sie dienen dem gemeinsamen Ziel, die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu senken, das Gesamtsystem in den Blick zu nehmen und Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien zu stärken. Mit diesem Maßnahmenpaket treibt die Bundesregierung die dynamische Transformation hin zu einer kosteneffizienten, resilienten und klimaneutralen Energieversorgung zum Wohle des Wirtschaftsstandorts Deutschland weiter voran.

Die Forderungen des Bundesrates laufen aber dem Ziel der Novelle zuwider, die EE-Förderung effizienter aufzustellen, Kosten einzusparen und zeigt auch keine alternativen Einsparpotentiale auf. Insofern soll sich die Regelung auch auf Anlagen unter 7 Kilowatt-Peak erstrecken. Zudem gilt, dass Direktvermarktung und Marktintegration ohne Steuerbarkeit nicht denkbar sind. Kleinanlagen sind in der Regel Prosumer-Anlagen und werden zu meist mit Speichern, E-Autos und Wärmepumpen betrieben. Auch dynamische Tarife erfordern Steuerbarkeit.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Insoweit verweist die Bundesregierung auf ihre Gegenäußerung zu Ziffer 63.

66. Zum Gesetzentwurf allgemein (Stärkere Berücksichtigung der Bioenergie)

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Zur Begründung wird auf die vorstehenden Gegenäußerungen verwiesen. Übergeordnet sei nochmals festgehalten, dass der Regierungsentwurf vor dem Hintergrund der angespannten Haushaltssituation einen ausgewogenen Kompromiss gefunden hat. Die installierte Leistung von Biomasse wird gegenüber dem EEG 2023 sogar erhöht. Mit dem geplanten Zubau wird eine installierte Leistung von insgesamt 9,5 GW um 2035 erreicht.

Flexibel betriebene Biomasseanlagen können einen wichtigen Baustein des Energiesystems sein. Diese Technologie ist heimisch, steuerbar und kann Strom auch dann erzeugen, wenn Wind und Sonne nicht zur Verfügung stehen. Diesen besonderen Systemwert bildet das EEG durch eine umfangreiche Förderung ab. Jedoch bleibt abzuwarten, ob die Biomasseanlagen zukünftig ihr Flexibilitätspotenzial zum Nutzen aller zielgenauer einsetzen werden.

Biomethanausschreibungen, die seit Jahren fast vollständig leerlaufen, werden abgeschafft und die entsprechenden Ausschreibungsmengen in den erhöhten Biomasseausschreibungen berücksichtigt. Mit diesen Maßgaben bietet der Gesetzentwurf insbesondere den in den nächsten Jahren zu ertüchtigenden Biomasseanlagen eine klare Perspektive. Anlagen mit einer installierten Leistung von über 150 kW installierter Leistung können auch mit hohem Gülleeinsatz bereits heute an Ausschreibungen teilnehmen und haben dann die Möglichkeit, sich zu flexibilisieren und zusätzliche Erlösströme über den Flexibilitätzuschlag zu generieren.

67. Zum Gesetzentwurf allgemein (Übergangsregelungen für Biogasanlagen)

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Mit dem Biogaspaket sind bereits im vergangenen Jahr die Ausschreibungsmengen deutlich angehoben worden und Anlagen hatten die Gelegenheit, Zuschläge zu Anschlussförderungen zu erhalten. Rückwirkende Anpassungen an Zuschlägen würden eine massive Wettbewerbsverzerrung darstellen, die strikt abzulehnen ist und beihilferechtlich auch nicht zu rechtfertigen ist. Bezuschlagte Anlagen haben sich in Kenntnis der Förderbedingungen in den Ausschreibungen beworben. Zudem wurden die Förderbedingungen in der geltenden Form von der EU-Kommission genehmigt.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Der Regierungsentwurf gibt der Biomasse im Stromsektor eine klare Perspektive als flexible Ergänzung zu Wind und PV. Der Gesetzentwurf enthält bereits einen ausgewogenen Gesamtkompromiss, der Biomasse-Anlagen eine Anschlussperspektive eröffnet und gleichzeitig die Kosteneffizienz und die Flexibilisierung dieser Anlagen stärkt. Die installierte Leistung von Biomasse wird gegenüber dem EEG 2023 sogar erhöht. Mit dem geplanten Zubau wird eine installierte Leistung von insgesamt 9,5 GW um 2035 erreicht. Somit wird Biomasse eine ausreichende Zukunftsperspektive geboten. Rückwirkende Regelungen hingegen sind strikt abzulehnen. Bereits bezuschlagte Anlagen haben sich in Kenntnis der Bedingungen um die Förderung beworben.

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

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Das Fördersystem über die Betriebsviertelstunden setzt gerade Vorgaben an eine systemdienliche flexible und damit netzschonende Stromeinspeisung, die vor Ort individuell umgesetzt werden können, und dient damit dem Ziel der Novelle, dass Biogas gerade in den Zeiten seinen Beitrag zur Stromzeugung leistet, in denen der Strom

am Markt gebraucht wird. Alternative Modelle beinhalten die Gefahr, dass die geförderte Strommenge erheblich ansteigt, was dem Ziel der Kosteneffizienz entgegensteht.

70. Zum Gesetzentwurf allgemein (Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen)

Die Bundesregierung stimmt dem Antrag des Bundesrates nicht zu.

Mit der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (CfDs) schafft die Bundesregierung einen verlässlichen Investitionsrahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Eine Abschöpfung von Zusatz Erlösen oberhalb des anzulegenden Wertes dürfte dabei die Kalkulierbarkeit von Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Erneuerbare-Energien-Projekte sogar insofern verbessern, als dass diese in einem CfD während der gesamten Förderlaufzeit stets ihren anzulegenden Wert erwirtschaften. Eine Berücksichtigung von weit in die Zukunft reichenden und höchst unsicheren Strompreisprognosen verliert für die Gebotskalkulation so deutlich an Bedeutung.

Aufgrund von Prognoseunsicherheiten und den damit verbundenen Kapitalkostenaufschlägen werden Erlösmöglichkeiten oberhalb des tatsächlichen Refinanzierungsbedarfes einer Anlage in der Regel nicht gebotsmindernd in den Gebotswert eingepreist. Entsprechend dürfte es durch die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus auch zunächst nur zu geringen Veränderungen der Gebotswerte kommen. Insoweit Gebotswerte ansteigen, stehen höheren Förderkosten durch die höheren Gebotswerte grundsätzlich Abschöpfungserlöse in etwa gleicher Größenordnung gegenüber.

Selbst wenn die Erlöse oberhalb des tatsächlichen Refinanzierungsbedarfes einer Anlage bisher gebotsmindernd in den Gebotswert eingepreist wurden, dürften die Gebotswerte in Folge der Einführung eines Abschöpfungsmechanismus zwar aufgrund der Umverteilung dieser Zusatz Erlöse vom Anlagenbetreiber hin zum Staat steigen. Die insgesamt Kosteneffizienz steigt in diesem Fall dennoch, da ein solches Einpreisen von unsicheren Zusatz Erlösen stets mit Risikoaufschlägen seitens der Finanzierer und somit höheren Kapitalkosten einhergeht. Diese Kostenaufschläge würden durch die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus entfallen, sodass die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien sinken würden.

Die Optimierungsanreize der Anlagenbetreiber lässt der Abschöpfungsmechanismus dabei unberührt. Die stündliche Förder- bzw. Abschöpfungszahlung wird im Folgejahr anhand des beobachteten Jahresmarktwertes, also des durchschnittlichen bzw. anhand der Produktionspotenziale einer typischen EE-Anlage mengengewichteten Börsenstrompreises, ermittelt. Dies führt dazu, dass innerhalb des Jahres die Einsatzentscheidung in jeder Viertelstunde mit positiven Preisen von Vorzeichen und Höhe der Zahlung unbeeinflusst ist. Anlagenbetreiber erhalten dadurch den Anreiz, besonders viel Einspeisung während Hochpreisstunden zu realisieren. Dies führt zu einer systemdienlichen Anlagenauslegung sowie zu einem systemdienlicheren Anlageneinsatz etwa durch technische Optimierung oder innovative Anlagenkonzepte (bspw. Ost-West-PV-Anlagen, Schwachwindanlagen, Co-Location mit Batteriespeichern).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.