

14.09.26**Empfehlungen
der Ausschüsse**

Wi - AV - Fz - U - Wo

zu **Punkt ...** der 1068. Sitzung des Bundesrates am 25. September 2026

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

Der **federführende Wirtschaftsausschuss (Wi)**,
der **Ausschuss für Agrarpolitik und Verbraucherschutz (AV)**,
der **Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (U)** und
der **Ausschuss für Städtebau, Wohnungswesen und Raumordnung (Wo)**
empfehlen dem Bundesrat, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

- Wi 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.

* bei Annahme gilt die nachfolgende salvatorische Klausel als mitbeschlossen

- 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 große Wechselwirkungen, eine strategische Ausrichtung und Steuerung fehlt jedoch. Dies gilt insbesondere für die Wechselwirkungen von Netzpaket, EEG-Novelle und dem AgNES-Prozess der Bundesnetzagentur.

Begründung:

Eine abschließende Bewertung der im Gesetzesentwurf enthaltenen Regelungen ist vielfach nicht möglich. Datengrundlagen oder Folgenabschätzungen wurden nicht veröffentlicht. Zudem wurde Unternehmen, Verbänden und Ländern nicht ausreichend Zeit und Raum geboten, die vorgesehenen Regelungen auf ihre Wechselwirkungen und Praxistauglichkeit zu überprüfen. Gleichwohl ist eine EEG-Novelle zeitnah nötig, um das EEG durch die Einführung zweiseitiger Differenzverträge europarechtskonform weiterzuentwickeln und Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land einzuführen. Einzelne

Anpassungen, deren Folgen von hier aus nicht bewertet werden können und die europarechtlich nicht nötig und nicht zeitkritisch sind, sollten im Rahmen eines strukturierten und fundierten Beteiligungsprozesses, anknüpfend etwa an die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, entwickelt und mit ausreichend Vorlauf und erst bei gegebener Klarheit gesetzlich umgesetzt werden.

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

Wi
U

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.

* gilt bei Annahme von Ziffer 1 als mitbeschlossen

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

- Wi
U

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 54)
3. Zu Artikel 1 Nummer 2 Buchstabe z Doppelbuchstabe ee (Inhaltsübersicht zu Anlage 4 EEG 2027), Nummer 4 Buchstabe f, h (§ 3 Nummer 31a, 38a EEG 2027), Nummer 48 Buchstabe a (§ 36h Absatz 1 bis 1b EEG 2027), Nummer 124 (Anlagen 4, 5 EEG 2027)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 2 Buchstabe z Doppelbuchstabe ee ist die Angabe „Küstenregion, Region Mitte-Nord,“ zu streichen
- b) Nummer 4 ist wie folgt zu ändern:
 - aa) Buchstabe f ist zu streichen.
 - bb) Buchstabe h ist zu streichen.
- c) Nummer 48 Buchstabe a ist durch den folgenden Buchstaben a zu ersetzen:
 - ,a) Absatz 1 wird durch den folgenden Absatz 1 ersetzt:

„(1) Der Netzbetreiber berechnet den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 2 Nummer 2 und 7 ermittelt worden ist. Es sind folgende Stützwerte anzuwenden, wobei ein Gütefaktor von weniger als 60 Prozent nur für Windenergieanlagen in der Südregion anzuwenden ist:

Gütefaktor	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent	Prozent
Korrekturfaktor	1,8	1,54	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Der Korrekturfaktor beträgt

1. oberhalb des Gütefaktors von 150 Prozent 0,79,
2. für Anlagen in der Südregion unterhalb des Gütefaktors von 50 Prozent 1,8 und
3. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütefaktors von 60 Prozent 1,54.

Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage nach Anlage 2 Nummer 7 zum Referenzertrag nach Anlage 2 Nummer 2 in Prozent. Bei der Bestimmung des Gütefaktors innerhalb eines Windparks bleiben ab 1. Januar 2029 parkinterne Abschattungseffekte unberücksichtigt. Nummer 7.1 Buchstabe a der Anlage 2 findet insoweit keine Anwendung.“ ‘

d) Nummer 124 ist durch die folgende Nummer 124 zu ersetzen:

„124. Anlage 5 wird zu Anlage 4.“

Begründung:

Um die Ausbauziele der Erneuerbare Energien und die Ziele zu Klimaneutralität erreichen zu können, ist ein bundesweiter Zubau von Windenergieanlagen dringend von Nöten. Um die Zuschlagswahrscheinlichkeit in der Südregion gezielt zu erhöhen, sind die Korrekturfaktoren bei einem Gütefaktor von 50 Prozent sowie 60 Prozent auf 1,8 und 1,54 zu erhöhen. Diese deutlich stärkere Kompensation der Mindererträge über das Referenzertragsmodell korreliert mit der wissenschaftlichen Untersuchung Deutsche Windguard zur Kostensituation der Windenergie an Land (Stand: 2. Dezember 2025), denn ohne die Erhöhung der Gütefaktoren würden die deutlich erhöhten mittleren Stromgestehungskosten der Standortgüten von 50 Prozent bzw. 60 Prozent bei der weit überwiegenden Anzahl der Projekte nicht gedeckt werden. Ohne die Schaffung einer wirtschaftlichen Perspektive für diese Standorte wird dort kein Ausbau der Windenergie stattfinden.

Die Schaffung von zwei weitere Windregionen und die damit einhergehende Ausdifferenzierung des Referenzertragsmodells auf die Ebene der Landkreise ist zu bürokratisch, fehleranfällig, in der Sache nicht zweckdienlich und rechtliche fragwürdig. Insofern sollte an dem beihilferechtlich genehmigten System des bisherigen Referenzertragsmodells festgehalten werden, auch um die beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission nicht noch weiter hinauszuzögern.

Der aktuell im Referenzertragsmodell angelegte volkswirtschaftliche Fehl-anreiz, parkinterne Verschattungseffekte über das Referenzertragsmodell zu kompensieren, ist nicht nur auf die Küstenstandorte bzw. einzelne Kreise der

Länder Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt zu begrenzen, sondern als allgemeines Prinzip in das Referenzertragsmodell zu integrieren. Dadurch wird an allen Standorten sichergestellt, dass die vom Betreiber durch das Windparklayout selbst verursachten Mindereinnahmen nicht im Rahmen des Referenzertragsmodells kompensiert werden können. Diese Regelung wird dazu beitragen, dass bundesweit Windenergieanlagen wieder mit etwas größeren Abständen zueinander geplant und dadurch im Ergebnis verlustärmer und somit kosteneffizienter betrieben werden. Zudem wird diese Regelung auch einen positiven Effekt auf den Netzausbau haben, denn durch die größeren Anlagenabstände wird der Netzausbaubedarf in der Höhe reduziert.

AV
U 4. Zu Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe a Doppelbuchstabe cc (§ 4 Satz 1 Nummer 4 EEG 2027)

In Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe a Doppelbuchstabe cc § 4 Satz 1 Nummer 4 ist die Angabe „9,5“ durch die Angabe „19,3“ zu ersetzen.

Begründung

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Anhebung des Ausbaupfades für Biomasseanlagen von derzeit 8 400 MW installierte Leistung auf 9 500 Megawatt (9,5 Gigawatt) in den Jahren 2030 und 2035 sieht zunächst positiv aus.

9 500 MW installierte Leistung wurden bereits im Jahr 2024 erreicht und würden damit erhalten bleiben. Anders als bei Windkraft- und Solaranlagen wurde die Förderung für Biogasanlagen mit dem „Biomassepaket“ im Jahr 2025 jedoch auf eine Reduzierung der Vollaststunden pro Jahr um zwei Drittel umgestellt, damit Biogasanlagen nur noch dann Strom einspeisen, wenn die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen nicht ausreicht. Das „Halten“ der installierten Leistung würde nach Datenerhebungen des Bundes und Annahmen der Netzentwicklungsplanung insgesamt zu einer Reduzierung der erzeugten Strommenge aus Biomasseanlagen um 35 Prozent bis 2035 führen.

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD wird von einer konsequenten Hebung des Flexibilitätspotenzials der Biomasse gesprochen. Um die Klimaschutzziele zu erreichen und Wertschöpfung im ländlichen Raum zu erhalten, sollte dies bei „Halten“ der erzeugten Strommenge aus Biomasseanlagen – ohne eine Erhöhung des Biomasseeinsatzes – erfolgen. Dafür ist ein Zielwert von 19,3 Gigawatt installierte Leistung für 2035 erforderlich.

Wi
U

5. 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.

- Wi 6. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 4a EEG 2027)
 (bei
 Annahme
 entfällt
 Ziffer 7)

Artikel 1 Nummer 6 ist zu streichen.

Begründung:

Durch die Streichung des Strommengenpfades würde die Bewertung einer ausreichenden Ausbaugeschwindigkeit künftig durch den Abgleich Stromerzeugung mit tatsächlichem und prognostiziertem Bruttostromverbrauch erfolgen. Es ist dadurch zu befürchten, dass dies zu einer Senkung des Ambitionsniveaus führen kann, wenn die Bundesregierung künftig von einem niedrigeren Strombedarf als bisher erwartet ausgehen würde.

- Wi 7. Zu Artikel 1 Nummer 2 Buchstabe a (Inhaltsübersicht zu § 4a EEG 2027),
 U Nummer 6 (§ 4a EEG 2027), Nummer 7 Buchstabe d (§ 5 Absatz 5 Satz 4 EEG
 2027), Nummer 110 Buchstabe a₀ – neu – (§ 88c Einleitungsteil EEG 2027),
 (entfällt
 bei
 Annahme
 von
 Ziffer 6)
Nummer 118 (§ 98 Absatz 5 EEG 2027)*
- Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:
- a) Nummer 2 Buchstabe a ist zu streichen.
- b) Nummer 6 ist durch die folgende Nummer 6 zu ersetzen:
- ,6. § 4a wird durch den folgenden § 4a ersetzt:

„§ 4a
 Strommengenpfad

Um überprüfen zu können, ob die erneuerbaren Energien in der für die Erreichung des Ziels nach § 1 Absatz 2 erforderlichen Geschwindigkeit ausgebaut werden, werden folgende Zwischenziele als Richtwerte für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt:

1. 344 Terawattstunden im Jahr 2026,
2. 398 Terawattstunden im Jahr 2027,

* Hilfsempfehlung im Wi zu Ziffer 6

3. 452 Terawattstunden im Jahr 2028,
4. 506 Terawattstunden im Jahr 2029,
5. 560 Terawattstunden im Jahr 2030,
6. 591 Terawattstunden im Jahr 2031,
7. 632 Terawattstunden im Jahr 2032 und
8. 655 Terawattstunden im Jahr 2033.“ ‘

- c) Nummer 7 Buchstabe d § 5 Absatz 5 Satz 4 ist durch den folgenden Satz zu ersetzen:

„Die in Absatz 2 genannten Anlagen und der in ihnen erzeugte Strom sowie die in Absatz 1 genannten Anlagen und der in ihnen erzeugte Strom, soweit für diese in Absatz 1 genannten Anlagen Zahlungen nach dem Förderungssystem eines anderen Staates geleistet werden und eine völkerrechtliche Vereinbarung eine Anrechnung auf die Ziele dieses Staates regelt, werden weder auf den Ausbaupfad nach § 4 noch auf den Strommengenpfad nach § 4a angerechnet.“

- d) Vor Nummer 110 Buchstabe a ist der folgende Buchstabe a₀ einzufügen:

„a₀) Die Angabe „ohne“ wird durch die Angabe „mit“ ersetzt.“

- e) Nummer 118 § 98 Absatz 5 ist durch den folgenden Absatz 5 zu ersetzen:

„(5) Die Bundesregierung berichtet jedes Jahr spätestens bis zum 31. Dezember, ob die erneuerbaren Energien in der für die Erreichung des Ziels nach § 1 Absatz 2 erforderlichen Geschwindigkeit ausgebaut werden. Zu diesem Zweck betrachtet sie, ob in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr der Richtwert für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 4a erreicht worden ist, und bewertet die Ausbaugeschwindigkeit insbesondere unter Berücksichtigung

1. der tatsächlichen Wetterbedingungen in dem vorangegangenen Kalenderjahr,
2. der bisherigen Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen,
3. des Berichts des Kooperationsausschusses nach Absatz 2 und
4. von Prognosen für den weiteren Ausbau.

Wenn die Bundesregierung feststellt, dass die erneuerbaren Energien nicht in der für die Erreichung des Ziels nach § 1 Absatz 2 erforderlichen Geschwindigkeit ausgebaut werden, stellt sie in dem Bericht die Gründe dar, unterteilt in energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche sowie sonstige Gründe, und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor. Die Bundesregierung geht in dem Bericht ferner auf die tatsächliche und die erwartete Entwicklung des Bruttostromverbrauchs ein. Wenn aufgrund von Prognosen, die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erstellt worden sein müssen, eine deutliche Änderung des erwarteten Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030 zu erwarten ist, enthält der Bericht auch erforderliche Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des Ausbaupfads nach § 4, des Strommengenpfads nach § 4a und der Ausschreibungsvolumen nach den §§ 28 bis 28d. Die Bundesregierung leitet den Bericht den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder und dem Deutschen Bundestag zu und legt, soweit erforderlich, unverzüglich den Entwurf für eine Rechtsverordnung nach § 88c vor.“

Begründung:

Zu Buchstabe b:

Um die Energiewirtschaft zu dekarbonisieren, die Klimaziele einzuhalten, die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten sowie die Unabhängigkeit Deutschlands von teuren fossilen Energieträgern zu stärken, ist der Fokus des Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht ausschließlich auf die installierte Erzeugungsleistung, sondern auch auf die von diesen Anlagen erzeugte Strommenge zu richten.

Mit dem Erhalt des Strommengenpfades wird einerseits sichergestellt, dass die Zielvorstellung des Gesetzgebers zu den Stromerzeugungs- sowie -verbrauchsmengen transparent gemacht und aufeinander abgestimmt werden. Andererseits wird erst durch den Strommengenpfad bzw. dessen Monitoring die Möglichkeit zur Nachsteuerungen eröffnet, um den Ausbau der Erneuerbaren wieder auf den Zielpfad zurückzuführen. So ist es bei einer Unterschreitung des Strommengenpfades (gemäß § 28 Absatz 3a Buchstabe b EEG) nach aktuellem Recht vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen erhöhen kann, um den EE-Ausbau wieder auf den Zielpfad hinzuführen. Insofern dient der Strommengenpfad als ein Parameter zur Feinjustierung der Energiewende und ist demnach beizubehalten.

Der im Vergleich zur aktuellen Rechtslage (leicht) reduzierte Stromerzeugungspfad wird hergeleitet aus dem gesetzlichen Ziel des § 1 Absatz 2 EEG, wonach der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch 80 Prozent im Jahr 2030 betragen soll, sowie aus einem wissenschaftlich fundierten Bruttostromverbrauch von 700 Terawattstunden im Jahr 2030. Die EE-Stromerzeugungsjahreswerte bis zum Zwischenziel im Jahr 2030 wurden ausgehend von der EE-Stromerzeugung zum Jahresende 2025 interpoliert.

Die Prognose zum Bruttostromverbrauch von 700 Terawattstunden für 2023 wurde einerseits auf das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebenen Gutachten: „*Energiewende. Effizient. Machen – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode*“ sowie andererseits auf die Ergebnisse der jüngst von den Ländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein in Auftrag gegebenen „Studie zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderrahmens für Erneuerbare Energien“ gestützt.

Die beiden o. g. Gutachten betrachten jeweils Szenarien von 2030 bis 2045. Das enervis-Gutachten zeigt eine Bandbreite für das Zwischenziel 2030 von 594 bis 687 Terawattstunden und für das Zieljahr 2045 von 775 bis 1 200 Terawattstunden auf.

Das BET-Gutachten legt in einem die Energiewende ambitioniert vorantreibenden, normativen Szenario eine Bandbreite zwischen 530 und 910 Terawattstunden des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 dar. Im (wenig ambitionierten) explorativen Szenario wird von den Gutachtern hingegen ein Bruttostromverbrauch zwischen 580 und 700 Terawattstunden prognostiziert.

Da beide Gutachten bezüglich der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in der gleichen Größenordnung liegen, wurden für die obigen Zielwerte als Ausgangsbasis 700 Terawattstunden für 2030 und 1 100 Terawattstunden für 2045 zugrunde gelegt. Die dargestellten Werte für die Jahre 2031 bis 2033 wurden daraus durch lineare Interpolation ermittelt, wobei für den Stromanteil aus Erneuerbaren Energien ein Anstieg ausgehend von 80 Prozent in 2030 auf 100 Prozent in 2045 berücksichtigt wurde.

Um einer zukünftigen Deindustrialisierung Deutschlands vorzubeugen und die installierte Leistung an erneuerbaren Energien nicht zu entwerten, ist es sachgerecht, als Zwischenziel für das Jahr 2030 einen Bruttostromverbrauch im oberen Bereich des Korridors vom explorativen Szenarios anzunehmen.

Zu Buchstabe c:

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe d:

Durch die Ermächtigung in § 88c EEG zum Erlass von Rechtsverordnungen kann die Bundesregierung sehr flexibel auf eine Änderung des erwarteten Bruttostromverbrauchs bzw. Zubaus an erneuerbaren Energien reagieren und zeitnah mittels einer Regierungsverordnung den Stromerzeugungspfad in § 4a EEG anpassen. Da eine Anpassung des Strommengenpfads unmittelbare Folge-

wirkungen auf die Landesziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien und auf die landespolitischen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende hat, ist der Stromerzeugungspfad auf untergesetzlicher Ebene nur mit Zustimmung des Bundesrates zu ändern oder fortzuschreiben.

Zu Buchstabe e:

Durch die Änderung des § 98 EEG wird sichergestellt, dass die Entwicklung des Strommengenpfaden im Monitoringbericht des Bundes – wir bisher – hinreichend Berücksichtigung findet.

Wi 8. Zu Artikel 1 Nummer 7 Buchstabe d (§ 5 Absatz 5 Satz 5 EEG 2027)

- a) Der Bundesrat begrüßt die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Nutzung der Offshore-Windenergie. Die mit der Novelle vorgenommen regulatorischen Änderungen sind notwendig, um eine Förderung und einen Anschluss über grenzüberschreitende Leitungen zu ermöglichen.
- b) Der Bundesrat bittet aber, zu prüfen, wie sichergestellt werden kann, dass über hybride Interkonnektoren angeschlossene Offshore-Windparks nur anteilig in dem Umfang, wie die Leitung auch zur Einspeisung in das deutsche Stromnetz zur Verfügung steht, auf das Ausbauziel nach § 1 Absatz 2 angerechnet werden können, um eine Anrechnung konventionellen internationalen Stromhandels auf die Ausbauziele zu vermeiden.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

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

Zu Buchstabe b:

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

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

Wi
U

9. Zu Artikel 1 Nummer 8 Buchstabe a, c (§ 6 Absatz 2 Satz 1, Absatz 5 EEG 2027)

Artikel 1 Nummer 8 § 6 ist wie folgt zu ändern:

a) Buchstabe a Absatz 2 Satz 1 ist durch den folgenden Satz zu ersetzen:

„Bei Windenergieanlagen an Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,3 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2 angeboten werden, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1 000 Kilowatt hat.“

b) Buchstabe c Absatz 5 ist durch den folgenden Absatz 5 zu ersetzen:

„(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.“

Begründung:Zu Buchstabe a:

Die Anhebung der kommunalen Beteiligung auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde stärkt die finanzielle Beteiligung der Kommunen am Standort der Windkraftanlagen und ist ein wichtiges Instrument, um die Akzeptanz des Ausbaus der Erneuerbaren Energie vor Ort zu steigern und die ambitionierten Ausbauziele zu erreichen. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die kommunale Beteiligung auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde anzuheben.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Streichung der fiktiven Strommenge als Bemessungsgrundlage der finanziellen Beteiligung der betroffenen Gemeinden nach § 6 EEG ist hingegen nicht zielführend. Die Berücksichtigung der fiktiven Strommenge ermöglicht den betroffenen Gemeinden eine planbare Einnahmequelle für Aufgaben der Daseinsvorsorge, kommunale Infrastruktur und weitere Maßnahmen.

Mit dem Gesetzentwurf ist beabsichtigt, die kommunale Beteiligung ausschließlich an die eingespeiste Strommenge für Windenergieanlagen an Land zu knüpfen. Dies führt einerseits zu Einnahmeausfällen bei den Kommunen, wenn Windenergieanlagen aufgrund von netzbedingten Abregelungen keinen Strom einspeisen können, obwohl die Kommunen im Regelfall keinen Einfluss auf die Netzplanung sowie die Netzausbaumaßnahmen ausüben können und somit die Anordnung von Redispatch-Maßnahmen nicht unmittelbar zu vertreten haben. Zudem wird durch die Nichtberücksichtigung der fiktiven Strommenge die Finanzplanung der Kommunen signifikant eingeschränkt, da von den Kommunen nur schwer prognostiziert werden kann, wie sich die Abregelungen zukünftig entwickeln werden. Diese haushalterische Unsicherheit könnte dazu führen, dass die Kommunen die durch die kommunale Beteiligung generierten Haushaltsmittel nicht für langfristigen Mittelbindungen – z. B. für eine Erhöhung des kommunalen Personals zur Verbesserung der Betreuungssituation in Schulen oder Kitas bzw. zur Absicherung langfristiger Kredite zur Finanzierung der kommunalen Infrastruktur – einsetzen werden, was nicht im Sinne der Norm liegen dürfte.

Die Berücksichtigung der fiktiven Strommenge ist auch deshalb geboten, da die durch die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG auszugleichende Belastung der Gemeindemitglieder nicht maßgeblich von der durch die Anlagen eingespeisten Strommenge abhängig ist, sondern vielmehr durch die Anzahl, Höhe und Siedlungsnähe der Windenergieanlagen geprägt wird.

Zu Buchstabe b:

Der Umstand, dass das aktuell bewährte Beteiligungssystem von den Kommunen und den Anlagenbetreibern gut angenommen wird, liegt auch an der vollständigen Erstattungsfähigkeit der an die Kommune zu zahlenden Beträge an den Netzbetreiber. Da aktuell ein hoher Kostendruck bei den Betreibern herrscht, ist zu erwarten, dass die Betreiber nur Beträge unterhalb 0,2 Cent pro Kilowattstunde zustimmen werden, um bei den EEG-Ausschreibungen noch konkurrenzfähig zu sein. Um das akzeptanzsteigernde Potenzial der Erhöhung

der kommunalen Abgabe vollständig zu heben, sind die an die Kommunen zu zahlenden Beträge in Höhe von 0,3 Cent pro Kilowattstunde vollständig über den Netzbetreibern zu erstatten.

- Wi 10. Zu Artikel 1 Nummer 10a – neu – (§ 8a Absatz 1a – neu –, 3 EEG 2027)
- (bei Annahme entfällt Ziffer 11)
- 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 Einspeiseleis-

tung 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.

- AV 11. Zu Artikel 1 Nummer 10a - neu - (§ 8a Absatz 3, 4 – neu – bis 6 – neu – EEG 2027)
(entfällt bei Annahme von Ziffer 10)
- Nach Artikel 1 Nummer 10 ist die folgende Nummer 10a einzufügen:
- ,10a. § 8a wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 3 wird durch den folgenden Absatz 3 ersetzt:
- „(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste sowie im Hinblick auf die Spannungsebene geeignete Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative nicht an der

Stelle mit der kürzesten Luftlinienentfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 erste Alternative, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung für diesen Netzverknüpfungspunkt zu prüfen. Der Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis der Netzvertraglichkeitsprüfung mitzuteilen und ihm bei positivem Prüfergebnis den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anzubieten.“

- b) Nach Absatz 3 werden die folgenden Absätze 4 bis 6 eingefügt:

„(4) Der Anschlussbegehrende hat, soweit dies technisch möglich ist, Anspruch auf die Anwendung einer volldynamischen Regelung. Zu diesem Zweck hat der Anschlussnetzbetreiber ein geeignetes Kriterium festzulegen, anhand dessen die Belastung des Stromsystems am Netzverknüpfungspunkt ermittelt und mittels fernübertragenen Signals an den Anlagenbetreiber übermittelt wird. Stehen der Anwendung einer volldynamischen Regelung technische Restriktionen entgegen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, alternativ zeitliche Einschränkungen in Form kalendermonatlich festzulegender Hüllkurven vorzusehen, durch die die Einspeisung in Zeitfenstern mit einer Gesamtdauer von höchstens 2 000 Stunden je Kalenderjahr ausgeschlossen wird.

(5) Die Regelungen der Absätze 3 und 4 lassen Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers aufgrund angeordneter Redispatch-Maßnahmen nach den §§ 13 und 14 EnWG unberührt, sofern die Einspeisung nicht im Rahmen einer Wirkleistungsanpassung nach § 8a EEG erfolgt. Unberührt bleibt zudem die grundsätzliche Verpflichtung des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau.

(6) Bei mehreren Anträgen auf Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Rahmen eines Leistungszubaus haben Leistungserweiterungen, die sich auf einen bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkt auswirken, Vorrang vor Anschlussbegehren, für die ein neuer Netzverknüpfungspunkt zu erschließen wäre.

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber Anschlussbegehren steuerbarer erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Anschlussprozess gegenüber Anschlussbegehren von Speichersystemen vorrangig zu behandeln.“ ‘

Begründung:

Die Einführung einer Pflicht zum Angebot flexibler Netzanschlussvereinbarungen ist notwendig, um die bestehenden Möglichkeiten flexibler Netzanschlussvereinbarungen konsequent auszuschöpfen und eine effizientere Auslastung bestehender Betriebsmittel zu ermöglichen. Dies kann durch die Änderung des § 8a EEG erreicht werden, indem der Netzbetreiber verpflichtet wird, die Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu prüfen und dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung mitzuteilen.

Wi 12. 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.

- Wi
U

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 16)
13. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c (§ 9 Absatz 2b EEG 2027)
Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c ist zu streichen.
- [Wi]

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 15)
14. [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.]
- {U}

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 14)
15. {Begründung:*
Nach § 9 Absatz 2b EEG-E 2027 soll eine generelle Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung von kleinen Anlagen auf 50 Prozent eingeführt werden.
Die Energiewende sollte unter Berücksichtigung eines möglichst sparsamen Umgangs mit Flächenressourcen umgesetzt werden. Daher kommt der Nutzung bereits versiegelter Flächen, insbesondere von Dach- und Fassadenflächen, eine besondere Bedeutung zu. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden genießen eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz und tragen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei, ohne zusätzliche Flächen in Anspruch zu nehmen.
Die vorgesehenen Regelungen betreffen insbesondere Photovoltaikanlagen bis 100 kW. Es besteht die Gefahr, dass zusätzliche Anforderungen, etwa an die Steuerbarkeit und die Begrenzung von Einspeisespitzen, bei gleichzeitig reduzierten Förderbedingungen den Ausbau in diesem Segment spürbar erschweren und damit die Erreichung der Ausbauziele im Solarsektor beeinträchtigen.}

* setzt Annahme von Ziffer 13 voraus

U 16. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c (§ 9 Absatz 2b Satz 1 EEG)*

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 13)

In Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c § 9 Absatz 2b Satz 1 ist die Angabe „dauerhaft und unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und der Veräußerungsform“ durch die Angabe „soweit und solange diese zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs erforderlich ist“ zu ersetzen.

Begründung:

Nach der nunmehr vorgesehenen Regelung werden Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt erfasst. Gegenüber dem geltenden Recht werden die Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung für den erfassten Anlagenkreis auf eine Begrenzung von dauerhaft 50 Prozent deutlich verschärft und gelten unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und unabhängig von der Vermarktungsform.

Die Verschärfung der Wirkleistungseinspeisung begrenzt somit kontraindiziert einen potenziellen wirtschaftlichen Erlös entgegen der in § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG-E perspektivisch vorgesehenen Etablierung von Marktmechanismen, so z. B. Direktvermarktungsverpflichtungen, zum wirtschaftlichen Betrieb von Solaranlagen bis 100 Kilowatt-Peak-Nennleistung. Somit betrifft die Regelung einen erheblichen Teil der Dach-PV-Anlagen. Für Stadtstaaten ist dies von besonderer Relevanz, da der PV-Ausbau aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit in besonderem Maße auf die umfassende Nutzung von Dach- und Gebäudeflächen über eine strikte Eigenbedarfsoptimierung hinaus angewiesen ist.

Die pauschale und dauerhafte Begrenzung kann insbesondere bei Dach-PV-Anlagen zu wirtschaftlichen Einbußen führen und die Nutzung vorhandener Dachflächen hemmen. Eine pauschale Begrenzung unabhängig von den konkreten Netzverhältnissen erscheint nicht erforderlich, soweit ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch ohne eine entsprechende dauerhafte Begrenzung gewährleistet werden kann. Die Regelung birgt insoweit das Risiko, die Ausbaudynamik im urbanen Raum zu reduzieren.

U 17. Zu Artikel 1 Nummer 17 Buchstabe a (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG-E sowie die hiermit im Zusammenhang stehenden Regelungen

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 13

dahingehend zu ändern, dass für Strom aus kleineren Solaranlagen der Anspruch auf Zahlung einer Einspeisevergütung nicht lediglich übergangsweise, sondern dauerhaft erhalten bleibt.

Begründung:

Der Gesetzentwurf sieht vor, die bisherige Einspeisevergütung für Neuanlagen abzuschaffen und durch die Netzbetreiberabnahme zu ersetzen. Für bestimmte Neuanlagen ist im Rahmen der Netzbetreiberabnahme eine befristete Übergangszahlung vorgesehen. Diese Übergangszahlung ist bei der Bewertung des mit der Ablösung der bisherigen Einspeisevergütung verbundenen Systemwechsels zu berücksichtigen, vermag die Bedenken gegen die Verhältnismäßigkeit der vorgesehenen Neuregelung jedoch nicht vollständig auszuräumen. Nach Ablauf der Übergangszeitraums sind insbesondere Betreiberinnen kleinerer Anlagen den mit der Direktvermarktung verbundenen zusätzlichen technischen, administrativen und wirtschaftlichen Anforderungen ausgesetzt. Es ist daher zweifelhaft, ob diese Übergangsregelung ausreicht, um die zu erwartenden Belastungen abzufedern. Insbesondere ist fraglich, ob diese mit dem Systemwechsel verbundenen Belastungen für dieses Anlagensegment hinreichend berücksichtigt worden sind.

Für Stadtstaaten ist dies von besonderer Bedeutung, da der weitere PV-Ausbau aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit wesentlich auf Dach- und Gebäudeflächen angewiesen ist. Die Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für kleinere Dach-PV kann die Ausbaudynamik sowie die Umsetzung der landesrechtlichen Verpflichtungen erheblich erschweren.

Vor diesem Hintergrund sollte für kleinere Anlagen auch über den Zeitraum der Übergangszahlung hinaus eine gesetzlich abgesicherte Vergütungsoption erhalten bleiben.

- Wi 18. 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.

Wi 19. 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.

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

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

Begründung:

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

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

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

Wi 21. 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.

Wi 22. Zu Artikel 1 Nummer 19 Buchstabe b (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2027)*

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

Begründung:

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

U 23. 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.

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 21 redaktionell zusammenzuführen

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.

Wi
U

24. 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.

Wi 25. Zu Artikel 1 Nummer 20 Buchstabe d (§ 21b Absatz 4 Nummer 2 Buchstaben a bis c EEG)

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

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

„a) der Strom über eine Direktleitung und

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

Begründung:

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

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

Wi 26. Zu Artikel 1 Nummer 21 Buchstabe a (§ 21c Absatz 1 Satz 2 EEG2027)

In Artikel 1 Nummer 21 Buchstabe a § 21c Absatz 1 Satz 2 ist nach der Angabe „in der Variante“ die Angabe „der befristeten Übergangszahlung bis zu deren Gültigkeitsablauf und danach“ einzufügen.

Wi 27. 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.

Wi 28. 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 Marktpremie 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.

AV 29. 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.

Wi 30. 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.

Wi 31. Zu Artikel 1 Nummer 29 (§ 25 Absatz 2 EEG)

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

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

Begründung:

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

Die vorgesehene Übergangsregelung sollte deshalb nicht automatisch nach 36 Monaten enden. Vielmehr sollte die Regelungslogik umgekehrt werden: Die Übergangsregelung sollte grundsätzlich so lange gelten, bis die Bundesnetzagentur auf Grundlage transparenter, vorab definierter Kriterien positiv feststellt, dass eine wirtschaftliche und verlässliche Direktvermarktung von Kleinanlagen massengeschäftstauglich möglich ist. Hierzu gehört die Einführung eines vereinfachten Direktvermarktungsmodells für kleine Anlagen unter 25 Kilowatt mit standardisierten Verträgen, einheitlichen Prozessen und einfachen Abrechnungsmechanismen. Um die Anforderungen der Direktvermarktung zu erfüllen, benötigen die Anlagen außerdem ein intelligentes Messsystem (Smart Meter) und eine Steuerungseinrichtung für den Netzbetreiber. Aller-

dings wird der flächendeckende Rollout von beidem noch einige Jahre in Anspruch nehmen.

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

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

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

U 32. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a (§ 28 Absatz 2, 3, 3a – neu – EEG 2027)*

(bei
Annahme
entfallen
Ziffern 33,
34, 37)

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.

* bei Annahme von Ziffer 6 ist in dem vorgeschlagenen neuen § 3a Nummer 1 und 2 jeweils der Buchstabe b zu streichen

(3) Das Ausschreibungsvolumen

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

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

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

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

Begründung:

Zu § 28 Absatz 2:

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

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

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

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

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

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

Zu § 28 Absatz 3:

Da aktuell ungewiss ist, wie die neuartigen Resilienzausschreibungen von der Branche angenommen werden, sollte das Ausschreibungsvolumen Wind an Land nicht von den ausgeschriebenen, sondern von den 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.

Wi 33. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a (§ 28 Absatz 2 EEG 2027)*
U

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 32)

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 34)

Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a § 28 Absatz 2 ist durch den folgenden Absatz 2 zu ersetzen:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 15 000 Megawatt zu installierende Leistung. Die Ausschreibungsvolumina nach Satz 1 werden jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt.“

Begründung:

Wind an Land ist eine der günstigsten Stromerzeugungstechnologien. Der Nachfrage der Industrie nach einer kostengünstigen, verbrauchsnahe und regional ausgewogenen erneuerbaren Stromerzeugung muss daher mit einem konsequenten Ausbau von Windkraftanlagen an Land begegnet werden. Dies kann nur durch dauerhaft hohe Ausschreibungsvolumina sichergestellt werden, um die Vielzahl bereits genehmigter bzw. weit fortgeschrittener Projekte in die Umsetzung zu bringen und für anhaltende Investitionssicherheit zu sorgen. Zusätzlich sind dauerhaft hohe Ausschreibungsvolumina zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendig.

Der Gesetzentwurf sieht demgegenüber bislang nur eine temporäre Erhöhung der Ausschreibungsvolumina vor. In den Jahren 2027 und 2028 sollen jeweils 15 000 Megawatt, im Jahr 2029 12 000 Megawatt und in den Jahren 2030 bis 2032 jeweils wieder 10 000 Megawatt ausgeschrieben werden. Die zusätzlichen Ausschreibungsmengen in Höhe von insgesamt 12 000 Megawatt konzentrieren sich damit nur auf die Jahre 2027 bis 2029; ab 2030 ist keine Verstärkung auf erhöhtem Niveau vorgesehen.

Dies wird der aktuellen Genehmigungs- und Ausschreibungsdynamik nicht hinreichend gerecht. So zeigen Auswertungen, dass im ersten Halbjahr 2026 nur rund 9,1 Gigawatt neue Windenergieleistung genehmigt wurden. Bereits im Jahr 2025 lag das Genehmigungsvolumen bei rund 21 Gigawatt. Zudem waren die im ersten Halbjahr 2026 auktionierten Ausschreibungsmengen der Bundesnetzagentur um eine EEG-Förderung mit jeweils ca. 4 000 Megawatt deutlich überzeichnet. Bleibt das Genehmigungsgeschehen infolge der Flächenbereitstellung durch das Windenergieflächenbedarfsgesetz auf hohem Niveau, reichen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Ausschreibungsvolumina voraussichtlich nicht aus, um den entstehenden Genehmigungs- und Realisierungsstau nachhaltig abzubauen.

* Hilfsempfehlung im U zu Ziffer 32

Die Verstetigung des Ausschreibungsvolumens auf 15 000 Megawatt jährlich bis 2032 schafft verlässlichere Realisierungsperspektiven für genehmigte und weit fortgeschrittene Projekte. Sie stärkt Planungs- und Investitionssicherheit und unterstützt die Erreichung der Ausbau- und Klimaziele. Zugleich trägt ein kontinuierlich hohes Ausschreibungsvolumen dazu bei, den Ausbau der Windenergie an Land als zentralen Beitrag zu Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und industrieller Transformation zu sichern.

- U 34. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a (§ 28 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027)*
(entfällt bei Annahme von Ziffer 32, 33)
- In Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a § 28 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ist die Angabe „15 000“ durch die Angabe „26 000“ zu ersetzen.

Begründung:

Zur Realisierung des im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten leistungsbezogenen Ausbaupfads für Windenergieanlagen an Land bedarf es einer zügigen Realisierung bereits genehmigter Windenergieprojekte. Die zeitnahe Erteilung des Zuschlags bei Ausschreibungen der Bundesnetzagentur spielt hier eine entscheidende Rolle. Aktuell ist zu beobachten, dass die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur im Bereich Windenergieanlagen an Land stark überzeichnet sind.

Der erfreuliche Trend bei den Genehmigungszahlen hält weiter an. In den ersten sechs Monaten 2026 wurden bundesweit mehr als 9 150 Megawatt an Windenergieleistung neu genehmigt, so viel wie noch nie in einem ersten Halbjahr. Damit die bis Ende 2026 zu erwartenden genehmigten Windenergieprojekte zeitnah realisiert werden können, sollten die für 2027 vorgesehenen Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land entsprechend erhöht werden.

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 32, 33

- Wi 35. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a, Nummer 32 Buchstabe b (§ 28 Absatz 3, § 28a Absatz 3 EEG 2027)
(bei Annahme entfällt Ziffer 36)
- 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.

- U 36. Zu Artikel 1 Nummer 31, 32 (§ 28 Absatz 3, § 28a Absatz 3 EEG 2027)
(entfällt bei Annahme von Ziffer 35)
- Der Bundesrat bittet, das Ausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibungen nach § 28e EEG-E 2027 als zusätzliches Ausschreibungsvolumen auszugestalten und nicht auf das reguläre Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 3 und § 28a Absatz 3 EEG-E 2027 anzurechnen.

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.

- Wi 37. Zu Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a (§ 28 Absatz 3a – neu – EEG 2027)
- (entfällt bei Annahme von Ziffer 32)
- Nach Artikel 1 Nummer 31 Buchstabe a § 28 Absatz 3 ist der folgende Absatz 3a einzufügen:
- „(3a) Die Bundesnetzagentur kann das Ausschreibungsvolumen unbeschadet
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 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 Bruttostromverbrauch im Bundesgebiet langsamer gestiegen ist, als er bei der Berechnung des Ziels nach § 1 Absatz 2 zugrunde gelegt worden ist.“

Begründung:

Der Bundesnetzagentur weiterhin die Möglichkeit zu eröffnen, die Ausschreibungsmengen um bis zu 30 Prozent erhöhen zu können, sollte bestehen bleiben. Sie ermöglicht eine flexible und nachvollziehbare Nachsteuerung bei Abweichungen vom vorgesehenen Strommengenpfad, ohne dass hierfür ein langwieriges Gesetzgebungsverfahren erforderlich ist. Angesichts der dynamischen Entwicklungen bei Stromverbrauch, Ausbaugeschwindigkeit und Systemintegration ist diese Flexibilität ein wichtiges Instrument, um die EEG-Ziele und insbesondere das Ziel von 80 Prozent erneuerbarem Strom bis 2030 abzusichern.

Wi
U

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

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

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

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

Begründung:

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

Eine zusätzliche Windsonderausschreibung in Höhe von 5 000 Megawatt für das Jahr 2027 bleibt notwendig, um kurzfristig auf die außergewöhnliche Marktsituation mit einer hohen Zahl genehmigter, aber nicht realisierter Projekte zu reagieren. Der bundesweite Ausschreibungstau beträgt rund 18,7 Gigawatt. Das im Entwurf zum EEG 2027 vorgesehene erhöhte Ausschreibungsvolumen von 15 Gigawatt in den Jahren 2027 und 2028 sowie 12 Gigawatt im Jahr 2029 steht genehmigten und weit fortgeschrittenen Projekten jedoch nur eingeschränkt zur Verfügung. Denn für die Jahre 2027 bis 2029 sind insgesamt 10,5 Gigawatt für Resilienzausschreibungen Windenergie an Land vorgesehen. Diese werden mit den Ausschreibungsvolumina verrechnet und ihre Kriterien werden erst durch Rechtsverordnung nach § 88d EEG-E 2027 festgelegt.

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

Wi 39. Zu Artikel 1 Nummer 33 Buchstabe b (§ 28b Absatz 2 EEG 2027)

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 41)

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.

U 40. Zu Artikel 1 Nummer 32, 33 (§§ 28a, 28b EEG 2027)

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 41)

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.

- U 41. Zu Artikel 1 Nummer 33 Buchstabe b (§ 28b Absatz 2 Satz 1, Absatz 3 EEG 2027)*
(entfällt bei Annahme von Ziffer 39, 40)
- Artikel 1 Nummer 33 Buchstabe b § 28b ist wie folgt zu ändern:
- a) In Absatz 2 Satz 1 ist die Angabe „1 500“ durch die Angabe „2 300“ zu ersetzen.
 - b) Absatz 3 ist zu streichen.

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 40

Begründung:

Nach § 28b Absatz 2 EEG-E 2027 soll das Ausschreibungsvolumen für das Segment der Dach-PV-Anlagen gesenkt werden. Der Gesetzentwurf sieht vor, das Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments (PV-Dachanlagen) von bislang 2 300 MW auf 1 500 MW pro Jahr zu reduzieren. Gleichzeitig sollen künftig auch außerhalb der EEG-Förderung errichtete PV-Dachanlagen ab 750 Kilowatt auf das Ausschreibungsvolumen angerechnet werden. Dies wird mit dem Ziel der Kostendämpfung sowie einer stärkeren Verlagerung des Ausbaus auf Freiflächenanlagen begründet. Ein verstärkter Ausbau von Freiflächenanlagen kann bestehende Flächenkonflikte mit Landwirtschaft und Naturschutz verschärfen und die Akzeptanz der Energiewende beeinträchtigen. Zudem besteht die Gefahr, dass die Nutzung der erheblichen Potenziale auf Dachflächen geschwächt wird, obwohl deren konsequente Erschließung insbesondere in Städten und Gemeinden einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klima- und Ausbauziele leistet und größte Akzeptanz genießt.

Wi
AV
U

42. 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.“ ‘

[Wi
AV]

43.

[Begründung:*

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 44)

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

* setzt Annahme von Ziffer 42 voraus

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.]

{U} 44.
(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 43)

{Begründung:*

Im Gesetzentwurf sind folgende Ausschreibungsmengen für Biomasse vorgesehen:

- in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 1 000 Megawatt,
- in den Jahren 2029 und 2030 jeweils 750 Megawatt und
- in den Jahren 2031 und 2032 jeweils 500 Megawatt zu installierende Leistung.

Nach dem Evaluationsbericht Stromerzeugung aus Biomasse (Fraunhofer IEE et al, 2024) endet die 20jährige erste Förderperiode von Biomasseanlagen wie folgt (Die Tabelle zeigt den Auslauf der Biomasseanlagen unter Berücksichtigung eines Endes der EEG-Förderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung in MW summiert für 3 Zeiträume):

Zeitraum für Anlagenleistungen mit Ende der EEG-Förderung nach 20 Jahren IBN	Biomasse gesamt	Biogas (Na-waRo/Gülle)	Biogas (Bioab-fall)	Biomethan	Pflanzen-öl (PÖL)	Feste Bio-masse
2025 bis Ende 2028 (4 Jahre)	3.156	2.369	64	49	85	589
2025 bis Ende 2030 (6 Jahre)	4.189	3.176	75	91	105	742
2025 bis Ende 2032 (8 Jahre)	6.471	5.294	86	196	106	789

Um die gegenwärtigen Stromerzeugungsmengen aus Biomasse zu erhalten, sind wesentlich größere Ausschreibungsmengen erforderlich. Allein die aktuellen Flexibilisierungsanforderungen von Biogasanlagen erfordern – ohne Erhöhung des benötigten Biomasseeinsatzes – eine dreifach höhere Menge an installierter Leistung als die arbeitsrelevante Leistung (Bemessungsleistung).}

* setzt Annahme von Ziffer 42 voraus

Wi 45. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 28e EEG 2027)

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 46)

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.

U 46. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 28e Absatz 2 EEG 2027)

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 45)

Artikel 1 Nummer 36 § 28e Absatz 2 ist durch den folgenden Absatz 2 zu ersetzen:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen für die Resilienzausschreibungen nach § 39n beträgt, soweit eine Rechtsverordnung aufgrund des § 88d nichts anderes bestimmt,

1. in den Jahren 2027 bis 2029 jeweils 4 500 Megawatt zu installierende Leistung, die sich wie folgt verteilen:
 - a) für Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 3 500 Megawatt und

- b) für Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 1 000 Megawatt,
- 2. in den Jahren 2030 bis 2032 jeweils 7 500 Megawatt zu installierende Leistung, die sich wie folgt verteilen:
 - a) für Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 5 000 Megawatt und
 - b) für Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2 500 Megawatt.“

Begründung:

Die europäischen Hersteller von Windenergie- und Solaranlagen stehen aufgrund stark subventionierter Importe unter hohem Wettbewerbsdruck. Für eine effektive Stärkung resilienter europäischer und deutscher Wertschöpfungsketten bei der Herstellung von Erneuerbarer-Energie-Technologien sollte eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens sowohl für Wind als auch für Photovoltaik ab 2030 erfolgen.

Im Bereich Windenergie liegen die derzeitigen europäischen Produktionskapazitäten deutlich über den Mindestvorgaben des EU Net Zero Industry Acts, so dass die höheren Ausschreibungsvolumina unproblematisch erreicht werden können und gleichzeitig die Planungssicherheit für die heimischen Unternehmen gestärkt wird.

Im Bereich Photovoltaik existieren in Europa noch immer Produktionskapazitäten im zwei- bis dreistelligen Gigawattbereich (PV-Wechselrichter bei ca. 100 Gigawatt, Module/Zellen bei ca. 15 Gigawatt). Zur Absicherung dieser verbliebenen Produktionskapazitäten sollte eine Anhebung des Ausschreibungsvolumens bei Solaranlagen auf ein Gigawatt für den Zeitraum 2027 bis 2029 erfolgen. Darüber hinaus stehen für zahlreiche Produktionsstandorte (mindestens weitere 20 Gigawatt bei Zellen/Modulen) derzeit die finalen Investitionsentscheidungen bevor, so dass bei ausreichender regulatorischer Anreizsetzung ab 2030 zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung stehen könnten. Die Stärkung der heimischen Hersteller ist notwendig, um die Resilienz und Unabhängigkeit der europäischen und deutschen Energiewende auf lange Sicht abzusichern.

AV 47. Zu Artikel 1 Nummer 37 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb – neu – (§ 30 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2027)

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

- ,b) Absatz 2 Nummer 3 wird wie folgt geändert:
- aa) Die Angabe „und Biomethananlagen nach < ... weiter wie Vorlage ... >“
 - bb) Die Angabe „150 Kilowatt“ wird durch die Angabe „400 Kilowatt“ ersetzt.

Begründung:

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

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

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

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

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

- In § 22 wird die Obergrenze für die Befreiung von der Teilnahme an Ausschreibungen von 150 Kilowatt installierte Leistung auf 400 Kilowatt angehoben.
- Im Gegenzug wird die Obergrenze für den Zahlungsanspruch nach § 44 Absatz 2 in Verbindung mit § 19 Absatz 1 auf eine installierte Leistung von höchstens 400 Kilowatt, statt bisher 150 Kilowatt, angehoben.

- Die Bemessungsleistung nach § 44 Absatz 1 bleibt unverändert bei 150 Kilowatt (Höchstbemessungsleistung), somit wird die maximal geförderte Strommenge pro Biogasanlage nicht ausgeweitet.

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

- AV 48. Zu Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe b (§ 36 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2027),
(bei Nummer 45 (§ 36d EEG 2027), Nummer 88 (§ 53a EEG 2027)
Annahme
entfallen
Ziffern 49,
50, 51)
- Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:
- a) Nummer 42 Buchstabe b § 36 Absatz 3 Nummer 3 ist zu streichen.
 - b) Nummer 45 ist zu streichen.
 - c) Nummer 88 § 53a ist zu streichen.

Folgeänderungen:

Artikel 1 Nummer 2 ist wie folgt zu ändern:

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

Begründung:

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

Zudem ist anzumerken, dass der Entwurf (ähnlich wie bereits § 11a EEG) keinerlei Abgrenzung zwischen verschiedenen Flächenarten vorsieht. Ein einheitliches Entgelt für Waldflächen und beispielsweise landwirtschaftliche Freiflächen ist nicht tragbar. Eine pauschale Begrenzung wird den unterschied-

lichen 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.

Wi
U49. Zu Artikel 1 Nummer 45, 88 (§ 36d, § 53a EEG 2027)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 48)

- a) Nummer 45 ist zu streichen.
- b) Nummer 88 § 53a ist zu streichen.

(bei
Annahme
entfallen
Ziffern 50,
51)Begründung:

Mit der in § 36d eingeführten Regelung wird die Höhe der Entgelte zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land sowie von Nebenanlagen im Jahr der Inbetriebnahme sowie in den 19 darauffolgenden Kalenderjahren begrenzt. Erfasst sein sollen nicht nur Flächen für die Windenergieanlage selbst, sondern auch die für die Realisierung eines Vorhabens erforderlichen Flächen für Wege, Kabeltrassen, Kranstellflächen etc. und bauordnungsrechtliche Abstandsflächen. Auch die bereits vor der Inbetriebnahme geleisteten Zahlungen sollen berücksichtigt und auf den Förderzeitraum verteilt werden. Bei Verstößen entsteht durch die Neuregelung in § 53a zudem eine zusätzliche Zahlungspflicht in Höhe von 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung pro Jahr gegenüber dem Netzbetreiber. Diese Regelungen gefährden die Realisierung von Windenergievorhaben. Sie führen zu mehr Bürokratie, verschlechtern die Verhandlungsposition der Flächeneigentümer, greifen in funktionierende Marktmechanismen ein und können damit die Flächensicherung erheblich erschweren. Dass die Obergrenze des in § 36d normierten „Pachtdeckels“ rechnerisch bereits vor oder kurz nach der Inbetriebnahme überschritten sein kann, bedeutet Rechts- und Investitionsunsicherheiten für bereits geschlossene Verträge. Es wird in langfristig ausgehandelte Vertragsverhältnisse eingegriffen und das Vertrauen in bestehende Vereinbarungen untergraben. Damit sind die Regelungen geeignet, zusätzliche Akzeptanzprobleme zu schaffen.

Dies wiegt umso schwerer, als die Einführung eines gedeckelten Nutzungsentgelts nicht erforderlich ist. Steigende Genehmigungszahlen und entsprechend niedrigere Zuschlagswerte in den Ausschreibungen werden bereits jetzt von gesunkenen Pachten begleitet. Von einem gedeckelten Nutzungsentgelt ist vielmehr ein unmittelbar kostentreibender Einfluss auf die Projektkalkulation zu erwarten. Vorhabenträger können nicht einfach auf andere Grundstücke ausweichen. Es steht deshalb zu befürchten, dass die mit der Deckelung verbundenen Risiken bereits vor der Gebotsabgabe in die Kalkulation eingepreist werden.

Davon abgesehen ist die Pauschalierung der Obergrenze nicht geeignet, um die unterschiedlichen regionalen Grundstücksmärkte, kleinteiligen Eigentumsstrukturen und notwendigen Projektentwicklungskosten angemessen zu berücksichtigen.

Die Einführung eines Pachtdeckels würde damit die Flächenbereitstellung gefährden und folglich die Rahmenbedingungen für Windenergie an Land deutlich verschlechtern.

Vor diesem Hintergrund sind die Regelungen in § 36d zu streichen. Als Folge des Wegfalls eines gedeckelten Nutzungsentgelts sind die Regelungen über eine Strafzahlung in § 53a nicht mehr erforderlich.

U 50. Zu Artikel 1 Nummer 45 (§ 36d EEG 2027)*

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 48,
49)

Artikel 1 Nummer 45 ist zu streichen.

(bei An-
nahme
entfällt
Ziffer 51)

Begründung:

Der neue § 36d EEG-E 2027 sieht vor, dass Entgelte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land nur bis zu einer bestimmten Höhe förderunschädlich sind. Die Einführung eines Pachtdeckels für Windenergieanlagen ist abzulehnen. Dies würde zusätzlichen bürokratischen Aufwand verursachen, insbesondere durch die notwendige Prüfung der Pachtverhältnisse durch die Bundesnetzagentur. Gleichzeitig ist bereits heute zu beobachten, dass die Pachtpreise infolge sinkender Zuschlagswerte im Bereich der Windenergie auf marktwirtschaftlichem Wege zurückgehen, sodass ein regulatorischer Eingriff nicht erforderlich erscheint.

Ein Pachtdeckel würde darüber hinaus die Einnahmen von Kommunen und Flächeneigentümern reduzieren und damit die regionale Wertschöpfung sowie die finanzielle Beteiligung vor Ort schwächen. Dies birgt die Gefahr einer sinkenden Akzeptanz für Windenergieprojekte. Gleichzeitig könnte die Bereitschaft zur Verpachtung geeigneter Flächen abnehmen, wodurch sich das verfügbare Flächenangebot verringern und der weitere Ausbau der Windenergie zusätzlich verlangsamen würde.

Auch Repowering-Vorhaben könnten negativ betroffen sein, da geringere Pachterträge die wirtschaftlichen Anreize für den Ersatz älterer Anlagen durch leistungstärkere Windenergieanlagen mindern. Dies würde den für die Energiewende wichtigen Leistungszuwachs durch Repowering erschweren. Zudem könnte die Vergabe von Standorten durch die öffentliche Hand komplizierter werden, da mit der Pachthöhe ein wesentliches Vergabekriterium entfielen und hierdurch zusätzliche Rechtsunsicherheiten sowie potenzielle Klageverfahren entstehen könnten.

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 49

Schließlich ist fraglich, ob ein Pachtdeckel überhaupt die angestrebte Senkung der Zuschlagswerte bewirken würde. Die Gebote der Projektierer basieren nicht allein auf den Pachtkosten, sondern auf einer Vielzahl von Kosten- und Erlösfaktoren, darunter Investitions-, Finanzierungs-, Netzanschluss- und Betriebskosten. Vor diesem Hintergrund ist nicht davon auszugehen, dass sich eine Begrenzung der Pachtkosten unmittelbar und in vollem Umfang auf die Zuschlagswerte auswirkt.

- Wi
(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 48,
49, 50)
51. Zu Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe b (§ 36 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2027), Nummer 45 (§ 36d EEG 2027), Nummer 88 (§ 53a EEG 2027)
- a) Der Bundesrat bittet darum, die vorgesehenen Regelungen zur Begrenzung von Entgelten für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land (sogenannte „Pachtbegrenzung“) auf mögliche negative Auswirkungen auf die weitere Ausbaudynamik der Windenergie an Land, die Bereitschaft zur Flächenbereitstellung und die Akzeptanz des Windenergieausbaus sowie auf ihre tatsächliche Kosteneffizienz und finanzielle Entlastungswirkung zu überprüfen.
 - b) Aus Sicht des Bundesrates sollte zudem geprüft werden, ob die vorgesehenen Regelungen zur Begrenzung von Entgelten für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen unter Berücksichtigung der nach Angaben aus der Windenergiebranche bereits stattfindenden Nachverhandlungen einzelner Pachtverträge einen geeigneten und zielgenauen Kostensenkungsansatz darstellen und ob weniger eingriffsintensive, marktkonforme Maßnahmen zur Verfügung stehen, wobei auch der mit den vorgesehenen Regelungen verbundene bürokratische Mehraufwand, insbesondere durch Prüf- und Dokumentationspflichten, einzubeziehen ist.
 - c) Der Bundesrat hält darüber hinaus eine Prüfung für erforderlich, ob die konkrete Ausgestaltung der Entgeltbegrenzung sachgerecht und verhältnismäßig ist. Dies betrifft insbesondere die Höhe der Grenze von 3,5 Prozent, den Umkreis von 2 500 Metern, die unabhängig vom Umfang der Überschreitung bemessene Zahlung nach § 53a Absatz 2 EEG-E 2027 sowie die Übergangsregelung für bereits weit entwickelte Projekte.

Begründung (nur gegenüber dem Plenum):

Die vorgesehene Entgeltbegrenzung soll steigende Grundstücksnutzungsentgelte als wesentlichen Kostenfaktor von Windenergieprojekten dämpfen und dadurch Zuschlagswerte sowie Förderkosten senken. Die Entwurfsbegründung erwartet eine Verringerung der Zuschlagswerte um durchschnittlich mindestens 0,19 Cent je Kilowattstunde und Einsparungen von rund 453 Millionen Euro bis einschließlich 2032. Ob diese Annahmen auch unter Berücksichtigung möglicher gegenläufiger Auswirkungen auf die Flächenbereitstellung, den Wettbewerb und die Ausbaudynamik belastbar sind, sollte im weiteren Gesetzgebungsverfahren näher überprüft werden.

Dieser Ansatz begegnet jedoch insbesondere wegen der damit verbundenen erheblichen Beschränkung der marktlichen Preisbildung und der Vertragsfreiheit sowie der Belastung der Berufsausübungsfreiheit der Anlagenbetreiber Bedenken. Grundstückseigentümer sind zwar nicht Normadressaten der Pönale, werden durch die Regelung jedoch mittelbar in den wirtschaftlichen Verwertungsmöglichkeiten ihrer Grundstücke betroffen. Die Regelungen sollten auch mit Blick auf mögliche Beeinträchtigungen der Bereitschaft von Flächeneigentümern, eigene Grundstücke bereitzustellen, und auf mögliche Auswirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz überprüft werden. Eine Begrenzung der Entgelte birgt das Risiko, das Angebot geeigneter Standorte zu verringern und dadurch den Ausbau der erneuerbaren Energien zu bremsen. Eine solche Wirkung gilt es zwingend zu verhindern. Damit auch die bestgeeigneten Flächen für den Betrieb von Windenergieanlagen zur Verfügung gestellt werden, müssen angemessene Anreize geschaffen werden können.

Ebenfalls bedarf die konkrete Ausgestaltung der Entgeltbegrenzung einer näheren Prüfung. Durch die Anknüpfung an den jährlich erzielbaren Standortertrag nach § 36d Absatz 1 Satz 3 EEG-E 2027 kann die absolute Entgeltobergrenze an windschwächeren Standorten trotz des Korrekturfaktors des Referenzertragsmodells niedriger ausfallen, obwohl insbesondere die Aufwendungen für die Flächensicherung, die Erschließung sowie Wege- und Leitungsrechte nicht entsprechend geringer sein müssen. Die Abgrenzung anhand eines Umkreises von 2 500 Metern kann zudem zu harten Abgrenzungsergebnissen führen: Nach der Entwurfsbegründung wird das gesamte Entgelt für die Nutzung eines Grundstücks zur Errichtung von Nebenanlagen erfasst, wenn das Grundstück nur teilweise innerhalb des Umkreises liegt, selbst wenn die betreffende Leitung außerhalb des Umkreises verläuft.

Bedenken begegnet ferner die bei einer Überschreitung der Entgeltobergrenze zu leistende Pönale nach § 53a Absatz 1 und 2 EEG-E 2027. Ihre Höhe beträgt nach § 53a Absatz 2 Satz 1 unabhängig vom Umfang der Überschreitung einheitlich 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr. Bei einer beispielhaft angenommenen Windenergieanlage mit einer installierten Leistung von 6,8 Megawatt beläuft sich die Pönale rechnerisch auf 340 000 Euro je Kalenderjahr. Dieser Betrag fällt auch bei einer nur geringfügigen Überschreitung der Entgeltobergrenze an. Schließlich nimmt die Übergangsregelung lediglich Anlagen aus, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren

eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2028 ermittelt worden ist. Bei bereits weit entwickelten Projekten, die erst später an einer Ausschreibung teilnehmen, können daher Nachverhandlungen bereits geschlossener Grundstücksnutzungsverträge erforderlich werden. Die Entwurfsbegründung geht von Nachverhandlungen für insgesamt 1 500 Anlagen aus.

Die Entgeltbegrenzung in der vorliegenden Ausgestaltung kann zudem zu Unsicherheiten und einem erheblichen bürokratischen Mehraufwand führen. Die Ermittlung und Kontrolle der Einhaltung der Entgeltbegrenzung schaffen schließlich umfangreiche Prüf- und Dokumentationspflichten, die dem angestrebten Bürokratieabbau diametral entgegenstehen. Dies betrifft sowohl Anlagen- und Netzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur (vgl. § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe d EEG-E 2027). Die Entwurfsbegründung geht davon aus, dass Netzbetreiber jährlich in 64 Fällen von Anlagenbetreibern die Vorlage eines Wirtschaftsprüferstats verlangen. Hierfür veranschlagt sie auf Betreiberseite jährliche Sachkosten von insgesamt 256 000 Euro.

Wi 52. Zu Artikel 1 Nummer 45a – neu – (§ 36e Absatz 4 – neu – EEG 2027)

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

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

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

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

eine Befahrung mit Schwerlastfahrzeugen nicht möglich ist. Eine Fristverlängerung wird nur gewährt, soweit keine zumutbare Alternativroute zur Verfügung steht, die eine Befahrung des Standorts unter Berücksichtigung der für den Transport erforderlichen Abmessungen und Gewichte ermöglicht. Der Bieter hat darzulegen und nachzuweisen, dass er die Verzögerung nicht zu vertreten hat, die Nichterreich-

barkeit 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.

U 53. Zu Artikel 1 Nummer 47 (§ 36g EEG 2027)

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

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

„§ 36g

Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land

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

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

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

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

Begründung:

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

Ein Anteil von mindestens 20 Prozent des jährlichen Ausschreibungsvolumens entspricht bei den im Gesetzentwurf vorgesehenen Ausschreibungsvolumina mindestens 3 Gigawatt jährlich in den Jahren 2027 und 2028, mindestens 2,4 Gigawatt im Jahr 2029 und mindestens 2 Gigawatt jährlich in den Jahren 2030 bis 2032 für die Südregion. Wird zugleich der Antrag zur Verstetigung des Ausschreibungsvolumens auf 15 Gigawatt jährlich bis 2032 umgesetzt,

entspräche dies in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 3 Gigawatt jährlich für die Südregion. Dadurch wird ein regional ausgewogener system- und netzdienlicher Ausbau der Windenergie unterstützt und es können gesamtwirtschaftliche Kosten begrenzt werden.

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

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

- U 54. Zu Artikel 1 Nummer 48 Buchstabe a (§ 36h Absatz 1 Satz 2, 4 Nummer 4, 5, Satz 6 – neu –, 7 – neu – EEG 2027)*
- (entfällt bei Annahme von Ziffer 3)
- Artikel 1 Nummer 48 Buchstabe a § 36h Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:
- a) In Satz 2 sind in der Tabellenzeile „Korrekturfaktor“ die Angabe „1,65“ durch die Angabe „1,80“ und die Angabe „1,42“ durch die Angabe „1,54“ zu ersetzen.
 - b) Satz 4 ist wie folgt zu ändern:
 - aa) In Nummer 4 ist die Angabe „1,65“ durch die Angabe „1,80“ zu ersetzen.
 - bb) In Nummer 5 ist die Angabe „1,42“ durch die Angabe „1,54“ zu ersetzen.

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 3

c) Nach Satz 5 sind die folgenden Sätze einzufügen:

„Bei der Bestimmung des Gütefaktors innerhalb eines Windparks bleiben ab 1. Januar 2029 parkinterne Abschattungseffekte unberücksichtigt. Nummer 7.1 Buchstabe a der Anlage 2 findet insoweit keine Anwendung.“

Begründung:

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Anhebung des Korrekturfaktors für Windenergieanlagen in der Südregion bei einem Gütefaktor von 50 Prozent und darunter auf 1,65 greift das Anliegen einer besseren Berücksichtigung süddeutscher Windstandorte zwar auf. Sie reicht jedoch nicht aus, um die bestehenden strukturellen Wettbewerbsnachteile Süddeutschlands in den Ausschreibungen hinreichend zu kompensieren. Die Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse insbesondere seit dem Jahr 2025 zeigt deutlich, dass Süddeutschland im bundesweiten Wettbewerb systematisch unterrepräsentiert ist. Auch bei einem Korrekturfaktor von 1,65 bleibt das Risiko bestehen, dass die Wirtschaftlichkeit zahlreicher genehmigter Projekte infrage gestellt und der Windenergieausbau in Süddeutschland zusätzlich erschwert wird.

Eine räumlich ausgeglichene bedarfsnahe Erzeugung von Strom dient aber sowohl der Kosteneffizienz der Energiewende als auch der Netzstabilität und Versorgungssicherheit, was den Wirtschaftsstandort Deutschland stärkt.

Aktuelle fachliche Auswertungen auf Grundlage mittlerer Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit Standortgüten von 50 Prozent und 60 Prozent sprechen vielmehr dafür, die jeweiligen Korrekturfaktoren über die im Gesetzentwurf vorgesehenen Werte hinaus anzuheben.

Erforderlich ist daher eine Anhebung des Korrekturfaktors für Standorte mit einer Standortgüte von 50 Prozent auf 1,80. Ergänzend sollte der Korrekturfaktor für Standorte mit einer Standortgüte von 60 Prozent von derzeit 1,42 auf 1,54 angehoben werden. Auch diese Standorte weisen gegenüber windstärkeren Standorten strukturelle Wettbewerbsnachteile auf, die durch die bisher vorgesehene Ausgestaltung des Referenzertragsmodells nicht hinreichend ausgeglichen werden.

Die vorgeschlagene gezielte Anpassung stärkt die Wettbewerbsfähigkeit süddeutscher und windschwächerer Standorte, ohne das Referenzertragsmodell insgesamt neu auszurichten oder Korrekturfaktoren für windstärkere Standorte aktiv abzusenken. Damit wird ein regional ausgewogener Ausbau der Windenergie unterstützt, der zugleich den Netzausbau- und Transportbedarf begrenzen und zur Systemsicherheit beitragen kann. Eine noch stärkere Konzentration der Stromerzeugung auf besonders windstarke Standorte würde den Netzausbau- und Transportbedarf erhöhen und zu zusätzlichen Belastungen der Übertragungsnetze führen. Ein regional diversifizierter Ausbau der Windenergie dient daher auch der Systemsicherheit und der Netzstabilität.

In Absatz 1 wird eine Regelung zu parkinternen Abschattungseffekten aufgenommen. Bisher können nach Anlage 2 zum EEG Abschattungseffekte voll auf die zu ermittelnden Standortgütern angerechnet werden. Dies schafft einen Anreiz für enge Windparkdesigns. Windenergieanlagen in windstarken Regionen werden durch die Errichtung in zweiter oder dritter Reihe so gefördert, wie eine Anlage an einem deutlich windschwächeren Standort. Das Förderregime des EEG wird in seinem Zweck konterkariert und schafft einen Fehlanreiz. Die Förderung sollte stattdessen Standorten zugutekommen, die bereits aufgrund ihrer natürlichen Windverhältnisse über einen geringen Gütefaktor verfügen.

Wi
U

55. 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.

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

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

,a₁) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

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

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

Begründung:

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

Wi
AV
U
57. 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.

- [U] 58. [Begründung:*
- (bei Annahme entfallen Ziffern 59, 60)
- In § 39h Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 ist die Dauer des Zahlungsanspruchs für bestehende Biomasseanlagen auf zwölf Jahre festgelegt. Dabei war das EEG 2023 auf die Förderung von Investitionen für eine doppelte Überbauung 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.]

- {Wi} 59. {Begründung:*
- (entfällt bei Annahme von Ziffer 58)
- (bei Annahme entfällt Ziffer 60)
- In § 39h Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 ist die Dauer des Zahlungsanspruchs für bestehende Biomasseanlagen auf zwölf Jahre festgelegt. Dabei war das EEG 2023 auf die Förderung von Investitionen für eine doppelte Überbauung ausgelegt, die sich über zwölf Jahre amortisieren lassen sollten.
- 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.

* setzt Annahme von Ziffer 57 voraus

dernten 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.

Vor diesem Hintergrund ist die Dauer der Vergütungsperiode auf insgesamt fünfzehn 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.}

- (AV) 60. (Begründung:^{*}
(entfällt bei Annahme von Ziffer 58, 59)) Eine umfangreiche Flexibilisierung hat sehr hohe Investitionen zur Folge und kann oft nicht über einen Zeitraum von zwölf Jahren amortisiert werden. Durch die Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums auf 15 Jahre können die Anlagenbetreiber ihre Investitionen besser amortisieren und eine effiziente und flexible Strom- und Wärmeerzeugung über einen längeren Zeitraum ermöglichen.)

- AV 61. Zu Artikel 1 Nummer 65 Buchstabe a (§ 39i Absatz 1 Satz 1 EEG 2027)
(bei Annahme entfällt Ziffer 62)) In Artikel 1 Nummer 65 Buchstabe a § 39i Absatz 1 Satz 1 ist die Angabe „30 Masseprozent“ durch die Angabe „50 Masseprozent“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Änderung passt den sogenannten Maisdeckel an das Niveau im Gebäudeenergiegesetz an, um die Vermarktung von Biogas zu erleichtern. Ein erhöhter Anteil von Mais kann zur Erleichterung der Fahrweise beim flexiblen Betrieb von Biogasanlagen beitragen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöhen. Gleichzeitig ist eine entsprechende Erhöhung auch nicht mit einer zusätzlichen Belastung für das „EEG-Konto“ verbunden und damit kosteneffizient.

^{*} setzt Annahme von Ziffer 57 voraus

Wi
U

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 61)

62. Zu Artikel 1 Nummer 65 (§ 39i Absatz 1 EEG 2027)

Der Bundesrat fordert, die in § 39i Absatz 1 EEG-E 2027 vorgesehene Anhebung des sogenannten Maisdeckels auf 30 Masseprozent nicht umzusetzen. Stattdessen ist an der im EEG 2023 geltenden stufenweisen Absenkung des zulässigen Anteils von Mais und Getreidekorn festzuhalten, wonach für Anlagen mit Zuschlag in den Jahren 2026, 2027 und 2028 ein maximaler Anteil von höchstens 25 Masseprozent gilt. Dieser Wert entspricht dem im Biomassepaket vereinbarten Zielpfad und sollte beibehalten werden.

Begründung:

Der Gesetzentwurf lockert den Maisdeckel auf einheitlich 30 Masseprozent und weicht damit von der zuletzt geltenden 25-Prozent-Stufe (Zuschlag 2026 – 2028) ab, obwohl dieser Wert erst mit dem Biomassepaket als Zielmarke eingeführt wurde.

Die 25-Prozent-Grenze entspricht der energie- und agrarpolitischen Zielsetzung des Biomassepakets: Sie begrenzt Flächenkonkurrenzen, schützt Biodiversität und Bodenfruchtbarkeit und stärkt den Einsatz von Wirtschaftsdünger sowie biogenen Rest- und Abfallstoffen gegenüber Anbaubiomasse.

Zudem deckt sich die Erhöhung auf 30 Prozent nicht mit denen im parallel novellierten Gebäudemodernisierungsgesetz festgelegten Werten. Mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) wurde der Maisdeckel für die Wärmenutzung zum 29. Juli 2026 von 40 auf 50 Masseprozent angehoben (§ 3 Absatz 4 Satz 2 Nummer 3 GModG; vormals § 71f Absatz 4 GEG). Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf (30 Prozent) und GModG (50 Prozent) werden damit unterschiedliche, sachlich nicht begründete Schwellenwerte für denselben Inputstoff gesetzt.

Der Bundesrat bittet daher um eine abgestimmte Fortentwicklung beider Regelwerke mit einheitlichem Bezugspunkt von höchstens 25 Masseprozent.

Wi
AV

63. 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.

AV 64. Zu Artikel 1 Nummer 65 (§ 39i Absatz 2a EEG 2027)

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

Begründung:

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

Wi 65. Zu Artikel 1 Nummer 65 Buchstabe e (§ 39i Absatz 5 EEG 2027)

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

,e) Absatz 5 wird durch den folgenden Absatz 5 ersetzt:

„(5) Der anzulegende Wert ist für alle bezuschlagten Gebote in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt der jeweilige Zuschlagswert zuzüglich 1 Cent pro Kilowattstunde.“ ‘

Begründung:

Die vorgeschlagene Regelung des § 39i Absatz 5 EEG soll die Wirtschaftlichkeit von Kleinanlagen bis zu einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt erhöhen und damit zugleich auch Wirtschaftlichkeitsunterschiede zu größeren Anlagen ausgleichen. Die bisherige Leistungsgrenze von 500 Kilowatt ist auf 750 Kilowatt anzuheben, da bis zu dieser Leistungsgrenze erhebliche Wirtschaftlichkeitsunterschiede der gegenständlichen Anlagen im Vergleich zu größeren Anlagen bestehen. Durch die Erhöhung des anzulegenden Wertes um 1 Cent pro Kilowattstunde wird die wirtschaftliche Attraktivität von Kleinanlagen signifikant verbessert und ein wichtiger Beitrag zur Weiterführung der Strom- und Wärmeversorgung auch mit bestehenden Wärmenetzen geleistet. Die unbefristete Geltung unterstützt die Planungssicherheit, den Vertrauensschutz und die Verlässlichkeit für die Anlagenbetreiber und Investoren.

AV 66. Zu Artikel 1 Nummer 65 (§ 39i 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.

AV 67. 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.

AV 68. 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.

AV 69. Zu Artikel 1 Nummer 72 (§ 44 Absatz 1, Absatz 2 EEG 2027)

(bei
Annahme
entfallen
Ziffern 70,
71)

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

- a) Für Strom aus Anlagen nach § 44 Absatz 1, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, sollte der anzulegende Wert nach § 44 Absatz 1 Nummer 1 bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt von 22 auf 26,4 Cent pro Kilowattstunde und der anzulegende Wert nach § 44 Absatz 1 Nummer 2 über einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt von 19 auf 22,8 Cent pro Kilowattstunde erhöht werden.
- b) Die Begrenzung der installierten Leistung auf insgesamt höchstens 150 Kilowatt am Standort der Biogaserzeugungsanlage nach § 44 Absatz 2 Nummer 2 sollte gestrichen oder auf insgesamt höchstens 150 Kilowatt Bemessungsleistung, ohne Begrenzung der installierten Leistung, umgestellt werden.

Begründung:

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

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

Die Regelung des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („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).

- AV 70. Zu Artikel 1 Nummer 72 Buchstabe b - neu - (§ 44 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2027)*
- (entfällt bei Annahme von Ziffer 69)
- Artikel 1 Nummer 72 ist durch die folgende Nummer 72 zu ersetzen:
- ,72. § 44 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Nummer 1 wird die Angabe „22 Cent“ ... < weiter wie Vorlage Buchstabe a > ...
 - bb) In Nummer 2 wird die Angabe „19 Cent“ ... < weiter wie Vorlage Buchstabe b > ...
 - b) In Absatz 2 Nummer 2 wird die Angabe „150 Kilowatt“ durch die Angabe „400 Kilowatt“ ersetzt.‘
- (bei Annahme entfällt Ziffer 71)

* Hilfsempfehlung zu Ziffer 69

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.

Wi
AV 71. Zu Artikel 1 Nummer 72 (§ 44 Absatz 1 Nummer 1, 2, Absatz 2 Nummer 2 EEG 2027)*

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 69,
70)

Artikel 1 Nummer 72 ist durch die folgende Nummer 72 zu ersetzen:

,72. § 44 wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert: < ... weiter wie Vorlage ... >
- b) Absatz 2 Nummer 2 wird gestrichen.‘

Begründung:

Die Änderung bezweckt einen Verzicht auf die Vorgabe des § 44 Absatz 2 Nummer 2 EEG, wonach bei der Vergärung von Gülle der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG in Verbindung mit § 44 Absatz 1 EEG unter anderem nur besteht, wenn die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 150 Kilowatt beträgt. Für eine interessengerechte Förderung sollte jedoch allein das Kriterium der Bemessungsleistung ausschlaggebend sein. Auf diese Weise ist ein umfassender, flexibler und netzdienlicher Betrieb von Güllekleinanlagen gewährleistet, ohne dass dieser von unsachgemäßen Anforderungen eingeschränkt wird. Ferner wird hierdurch die Attraktivität von Güllekleinanlagen gesteigert.

Vergütungsausfälle von Güllekleinanlagen bei schwach positiven und negativen Strompreisen können so besser vermieden werden. Darüber hinaus können so bestehende Anlagen mit höherer installierter Leistung auf eine geringere Leistung umgerüstet und mit 150 Kilowatt Bemessungsleistung weiterbetrieben werden, sodass Gülle in mehreren Anlagen genutzt werden kann, was dem Klimaschutz dient.

AV 72. 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.

* Hilfsempfehlung im AV zu Ziffern 69, 70

Begründung:

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

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

Die Regelung des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts („Solarspitzenengesetz“), 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).

Wi 73. 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.

Wo 74. Zu Artikel 1 Nummer 78 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb (§ 48 Absatz 1 Satz 3 EEG 2027)

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

Begründung:

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

ordnet darüber hinaus an, dass sich der Förderzeitraum um die Tage zwischen Inbetriebnahme und Beschluss verringert.

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

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

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

Wi
U 75. 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.

Wi
AV

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 77)

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

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

„82. § 50a wird wie folgt geändert:

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

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Mit den neuen Vorgaben zur Flexibilität sind große Investitionen in Blockheizkraftwerke und Gas- und Wärmespeicher notwendig. Aufgrund der in den letzten Jahren stark gestiegenen Investitionskosten, insbesondere der Baukosten, ist auch eine Erhöhung des 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 Flexibilitätszuschlag erhalten.

U 77. Zu Artikel 1 Nummer 82 (§ 50a Absatz 1 Satz 1, Satz 2 EEG 2027)

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 76)

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

,82. § 50a wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird in der Angabe vor Nummer 1 die Angabe „100 Euro“ durch die Angabe „125 Euro“ ersetzt.

bb) In Satz 2 wird die Angabe „50 Euro“ durch die Angabe „90 Euro“ ersetzt.

b) In Absatz 2 wird die Angabe „§ 50 < ... weiter wie Vorlage ... >.“

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 78)

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 pro Kilowatt flexibler Leistung finanziert und reduzieren sich auf 50 Euro pro Kilowatt flexibler Leistung, wenn eine Bestandsanlage bereits Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie einer früheren EEG-Fassung erhalten hatte.

Nach dem Evaluationsbericht Stromerzeugung aus Biomasse (Fraunhofer IEE et al, 2024) ist ein Gewinn von 1 Cent/kWh erst bei einem Flexibilitätszuschlag von 125 Euro pro Kilowatt flexibler Leistung erreichbar, wenn keine wirtschaftliche Wärmenutzung möglich ist. Diese Konstellation ist bei vielen landwirtschaftlichen Betrieben in den östlichen Ländern anzutreffen, deren Biogas-

anlagen 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.

AV 78. Zu Artikel 1 Nummer 82 (§ 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2027)*

(entfällt
bei
Annahme
von
Ziffer 77)

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

,82. § 50a wird wie folgt geändert:

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

Begründung:

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

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

* bei Übernahme in den Gesetzesbeschluss mit Ziffer 76 redaktionell zusammenzuführen

AV 79. 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 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 („Solarspitzengesetz“) zur Nutzung von z. B. Stromspeichern, um den Betreibern zum Beispiel bei der Nutzung weiterer Vermarktungsmodelle (Wärme, lokale Stromversorgung o. ä.) ist zu ermöglichen.

U 80. Zu Artikel 1 Nummer 88 (§ 53 Absatz 1 EEG 2027)

(bei
Annahme
entfällt
Ziffer 81)

In Artikel 1 Nummer 88 § 53 Absatz 1 ist die Angabe „ , wobei von den anzulegenden Werten 1 Cent pro Kilowattstunde abzuziehen sind“ zu streichen.

Begründung:

Nach § 25 Absatz 1a EEG-E 2027 i. V. m. § 53 Absatz 1 EEG-E 2027 bekommen Anlagenbetreiber eine befristete Übergangszahlung für 36 Monate, welche 1 Cent unter dem anzulegenden Wert liegt. Dies ist zwar eine Verbesserung hinsichtlich des ursprünglichen Entwurfes und der ausschließlichen Möglichkeit einer Marktwertdurchleitung, verschlechtert jedoch trotzdem die Wirtschaftlichkeit von insbesondere kleinen Dach-PV-Anlagen. Daher wird angeregt, die Übergangszahlung entsprechend der aktuellen anzulegenden Werte ohne Abzug auszusahlen. Ansonsten wird weiterhin ein deutlicher Rückgang im Segment der Dach-PV-Anlagen bis 25 Kilowatt befürchtet.

- Wi 81. Zu Artikel 1 Nummer 88 (§ 53 Absatz 1 EEG 2027)
- (entfällt bei Annahme von Ziffer 80) Der Bundesrat fordert, dass die Höhe des Anspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Übergangszahlung den anzulegenden Werten entsprechen soll, ohne dass dabei von diesen 1 Cent pro Kilowattstunde abgezogen wird.

Begründung:

Nach § 25 Absatz 1a EEG-E 2027 i.V.m. § 53 Absatz 1 EEG-E 2027 bekommen Anlagenbetreiber eine befristete Übergangszahlung für 36 Monate, welche 1 Cent unter dem anzulegenden Wert liegt. Dies ist zwar eine Verbesserung gegenüber dem ursprünglichen Entwurf und der ausschließlichen Möglichkeit einer Marktwertdurchleitung, verschlechtert jedoch trotzdem die Wirtschaftlichkeit von insbesondere kleinen Dach-PV-Anlagen. Daher wird angeregt, die Übergangszahlung entsprechend der aktuellen anzulegenden Werte ohne Abzug auszusahlen. Ansonsten wird weiterhin ein deutlicher Rückgang im Segment der Dach-PV-Anlagen bis 25 Kilowatt befürchtet.

- AV 82. 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.

Wo 83. 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.

Wi 84. Zu Artikel 1 Nummer 118 (§ 98 Absatz 3 Satz 2 EEG 2027)

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

Begründung:

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

Wi 85. Zu Artikel 1 Nummer 121 (§ 100 Absatz 10 – neu – EEG 2027)

Nach Artikel 1 Nummer 121 § 100 ist der folgende Absatz 10 einzufügen:

„(10) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b ist ab dem 1. Januar 2027 § 39i Absatz 1b anstelle des § 39i Absatz 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlagen maßgeblichen Fassung anzuwenden.“

Begründung:

Die Abschaffung der Maisdeckeldegression sowie die Anhebung des Maisdeckels auf 30 Prozent werden grundsätzlich begrüßt. Der erhöhte Maisdeckel sollte jedoch auch für Bestandsanlagen gelten, die bereits im Jahr 2026 erfolgreich an einem Ausschreibungsverfahren teilgenommen haben. Andernfalls würden diese Anlagen gegenüber Anlagen mit einem Zuschlag ab dem Jahr 2027 dauerhaft schlechter gestellt, da für Zuschläge des Jahres 2026 nach dem Biomassepaket ein Maisdeckel von 25 Prozent gilt. Für diese Differenzierung besteht kein sachlicher oder energiewirtschaftlicher Grund. Die Übergangsregelung sollte daher entsprechend angepasst werden, um eine einheitliche Anwendung des erhöhten Maisdeckels auf Bestandsanlagen sicherzustellen.

AV 86. 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.

Wi
U

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

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass der Gesetzentwurf der Bundesregierung den künftigen Fördermechanismus als produktionsabhängigen Differenzvertrag mit jährlicher Referenzperiode ausgestaltet. Der Bundesrat weist jedoch darauf hin, dass der Fördermechanismus durch geeignete Erweiterungen ergänzt werden muss, um verbleibende Problemfelder zu adressieren. Genau diese flankierenden Instrumente enthält der Gesetzentwurf nicht. Ein produktionsabhängiger Differenzvertrag ohne die nachfolgend genannten

Korrekturen verlagert das Erlösrisiko einseitig auf die Anlagenbetreiber und gefährdet damit die Erreichung der Ausbauziele.

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

rat bittet zudem, die ersatzlose Streichung der Ausfallvergütung zu überprüfen, da sie Anlagenbetreibern die Absicherung gegen die Insolvenz ihres Direktvermarkters nimmt.

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

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Der Gesetzentwurf greift die Fördersystematik auf, die in der „Studie zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderrahmens für Erneuerbare Energien“ (enervis energy advisors GmbH, April 2026) im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein sowie des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz geprüft wurde: produktionsabhängiger Differenzvertrag, jährliche Referenzperiode und Verzicht auf einen Marktwertkorridor. Die enervis-Studie hat diese

Wahl jedoch nicht als absolute Lösung dargestellt, sondern festgestellt, dass Problemfelder, wie beispielsweise Marktverzerrungen, durch ergänzende Instrumente aufgegriffen werden sollten. Es entsteht sonst als Folge eine Absicherungslücke der Anlagenbetreiber, die im Ergebnis zu höheren Geboten oder zu ausbleibenden Geboten führen könnte.

Zu Buchstabe b:

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

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

Zu Buchstabe c:

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

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

U 88. 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 auszu-schließen.

Begründung:

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

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

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

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

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

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

AV 89. 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 berücksichtigt 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.

Wi 90. 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.

AV
U

91. Zu Artikel 4 Nummer 6 (§ 12a Nummer 2 EEV)

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.

Wi
U

92. Zum Gesetzentwurf allgemein (Allgemeine Verfahrenskritik)

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass die Beratungen über den Gesetzentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2027) zu kurzfristig vor Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung des Förderrahmens stattfinden. Es ist zu befürchten, dass der künftige Förderrahmen für die erneuerbaren Energien nicht rechtzeitig vor dem Auslaufen des bisherigen Förderrahmens verabschiedet werden kann und dass die Ausschreibungsrunden im Jahr 2027 dadurch zunächst nur unter Vorbehalt stattfinden können. Durch diese prekäre Situation ist in der Branche bereits jetzt eine erhebliche Planungs-

unsicherheit entstanden, die das Potenzial hat, den EE-Ausbau nachhaltig auszubremsen. Der Bundesrat appelliert vor diesem Hintergrund eindringlich an die Bundesregierung, die beihilferechtliche Genehmigung nun parallel zum Gesetzgebungsverfahren schnellstmöglich einzuholen, um noch größeren Schaden für den EE-Ausbau und die vorgelagerten Wertschöpfungsketten abzuwenden.

- b) Der Bundesrat kritisiert, dass die zur Beteiligung der Länder und Verbände eingeräumte Stellungnahmefrist deutlich hinter den Anforderungen einer sorgfältigen und qualitätsgesicherten Gesetzgebung zurückgeblieben ist und die Anmerkungen aus den Ländern und Verbänden bisher nicht aufgegriffen wurden. Er erinnert daran, in Gesetzgebungsverfahren künftig die von Bund und Ländern beschlossene Regelfrist von vier Wochen für die Länderbeteiligung einzuhalten und dies bei der Zeitplanung zur Erstellung von Gesetzentwürfen wie zugesagt zu berücksichtigen. Zudem bittet der Bundesrat weiterhin, die Anmerkungen der Länder zum Entwurf des EEG aufzugreifen, die bisher unberücksichtigt blieben.
- c) Die energiepolitische Lage ist aktuell von großen geopolitischen Unsicherheiten geprägt, die zu hohen Preisen für fossile Energieträger – insbesondere für Öl und Gas – führen. Erneut zeigt sich sehr deutlich, dass die Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieimporten ein strukturelles Risiko für Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Stabilität darstellt. Es ist explizit Ziel der EU-Resilienzpolitik, Abhängigkeiten in der Energieversorgung zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund spricht sich der Bundesrat dafür aus, die Energiewende weiter voranzutreiben, den europäischen Energiebinnenmarkt weiter zu stärken und Energieimportabhängigkeiten aus Drittstaaten zu verringern. Dies schafft Wertschöpfung vor Ort, sichert Arbeitsplätze und eröffnet neue wirtschaftliche Perspektiven in Deutschland und Europa.
- d) Der Bundesrat begrüßt, dass die Bundesregierung an dem Ziel von 80 Prozent EE-Anteil an der Stromversorgung bis zum Jahr 2030 sowie an den Ausbaupfaden der zu installierenden Leistungen festhalten will. Positiv ist zudem, dass die im Klimaschutzprogramm angekündigten Sonderausschreibungen für Windenergie an Land in Höhe von 12 Gigawatt bis 2030 im Gesetzentwurf umgesetzt wurden. Der Bundesrat fordert darüber hinaus,

wie bereits im Gesetzentwurf des Bundesrates vom 27. März 2026 (BR-Drucksache 77/26 (Beschluss)) für das Jahr 2026 vorgeschlagen, die zusätzlichen Sonderausschreibungen für Wind an Land in Höhe von 5 Gigawatt nun spätestens im Jahr 2027 vollständig auszuschreiben, um den sehr starken Genehmigungsüberhang zeitnah abzubauen. In den Folgejahren sollten die Ausschreibungsvolumina so bemessen sein, dass der Wettbewerb aufrechterhalten wird, die Projekte mit Genehmigung aber auch eine gute Chance auf Realisierung erhalten und die vorhandene Investitionsbereitschaft nicht ausgebremst wird. Um den notwendigen Aufholprozess beim Ausbau der Windenergie an Land in der Südregion zu ermöglichen, sollten die Korrekturfaktoren für windschwache Standorte erhöht werden und die Gebote so bezuschlagt werden, dass mindestens 20 Prozent in die Südregion gehen. Gleichzeitig ist die 4-Zonen Aufteilung als überlappendes Instrument aufzuheben, da sie der Heterogenität der Standorte in allen Regionen nicht gerecht wird.

- e) Der Bundesrat stellt fest, dass in Anbetracht des absehbar durch Sektorenkopplung und Klimaanpassungsmaßnahmen steigenden Strombedarfs in Deutschland ein transparentes Monitoring als Grundlage für die künftigen Ausbaupfade unabdingbar ist. Auch mit Blick auf die zunehmende Verfügbarkeit von E-Autos in einer für viele Verbraucherinnen und Verbraucher erschwinglichen Preiskategorie, den steigenden Absatz an Wärmepumpen sowie die ambitionierte Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung hält der Bundesrat den Erhalt des Strommengenpfades im EEG und dessen sachgerechte Fortschreibung für dringend erforderlich.
- f) Der Bundesrat begrüßt die Umsetzung der europäischen Vorgaben in Form des vorgesehenen Förderinstruments produktionsabhängiger Differenzverträge (Contracts for Difference). Bei einer adäquaten Ausgestaltung können produktionsbasierte Differenzverträge einen verlässlichen und kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien gewährleisten. Dies setzt voraus, dass Risiken für Anlagenbetreiber hinreichend begrenzt werden. Wichtig ist zudem der Erhalt der Vielfalt der Akteure. Vor diesem Hintergrund sieht der Bundesrat insbesondere Nachbesserungsbedarf in Form eines Ausgleichs etwaiger Kosten- und Zinsentwicklungen im Zeitraum zwischen dem Zuschlag in den Auktionen und der Inbetriebnahme einer Anlage mittels geeigneter Indexierung sowie angemessener Übergangsregelungen für

Bürgerenergiegesellschaften und kleinere Marktteure. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung zudem um Überprüfung und Weiterentwicklung der Kompensationsregelung für negative Strompreise.

- g) Im Bereich des Ausbaus der Photovoltaik auf Dächern sieht der Bundesrat die technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die vorgesehene Direktvermarktung des Stroms aus Anlagen ab 2 Kilowatt als nicht gegeben an. Es ist auch nicht absehbar, dass diese nach dem Auslaufen der geplanten sehr kurzen Übergangsfrist vorliegen werden. Wenn sowohl die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Direktvermarktung fehlen als auch die Förderung dieser Anlagen entfällt, ist erwartbar, dass der Ausbau der Photovoltaikanlagen auf Dächern einbrechen wird. Dies ist nach Auffassung des Bundesrates dringend zu verhindern, da PV auf Dächern ein zentraler Baustein der Energiewende ist, der durch Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger die Akzeptanz der Energiewende steigert und durch Nutzung bereits versiegelter Flächen die Flächenkonkurrenzen verringert. Es bedarf eines PV-Ausbaus auf Dächern, der auch über die reine Eigenverbrauchsoptimierung vor Ort hinaus den Bundestrommix weiter dekarbonisiert und die großen Potenziale des Sektors nicht ungenutzt lässt. Darüber hinaus wären mit einer Schwächung der Zubaudynamik auch die EEG-Ausbauziele bis 2030 selbst gefährdet. Daher ist auch ab 2027 eine auskömmliche und unbürokratische Vergütung kleinerer PV-Anlagen in Form einer Einspeisevergütung vorzusehen. Diese kann beispielsweise durch eine Anpassung des bestehenden Degressionspfads vorgenommen werden. Die Bundesregierung wird aufgefordert, die Marktintegration für Strom aus kleinen PV-Anlagen signifikant zu verbessern. Zudem fordert der Bundesrat die Bundesregierung auf, die Bagatellgrenze für Kleinanlagen von 100 Kilowatt auf das unionsrechtlich durch die Strombinnenmarkt-richtlinie vorgegebene Maß von 200 Kilowatt anzuheben, um zu gewährleisten, dass damit Kleinanlagen unterhalb von 200 Kilowatt nicht einer Direktvermarktungspflicht unterworfen werden und weiterhin die Einspeisevergütung beziehen können.
- h) Die deutliche Verschiebung zwischen den Segmenten hin zur Freiflächenphotovoltaik lehnt der Bundesrat ab und fordert, das Ziel der bisherigen Verteilung zwischen Freiflächen und Dach-PV-Anlagen aus Gründen eines sorgsamsten Umgangs mit unversiegelten Freiflächen und zur Reduzierung

von Flächenkonkurrenzen mit landwirtschaftlicher Nutzung beizubehalten. Er fordert, die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des zweiten Segments zu erhalten und die nicht bezuschlagten Volumina des zweiten Segments nicht dem ersten Segment zuzuschlagen. Weiterhin bittet der Bundesrat, bei erwartbar zunehmender Anzahl von Solaranlagen des ersten Segments den Erhalt und die Förderung der Biodiversität weiter in den Fokus zu rücken. Daher sollten die entsprechenden Kriterien des § 37 EEG 2023 dahingehend nachgeschärft werden, dass eine weitergehende, verpflichtende Einheitlichkeit bezüglich der Umsetzung der wirksamsten Maßnahmen dargestellt wird.

- i) Hinsichtlich der Förderung besonderer Solaranlagen wird die pauschale, undifferenzierte Bezuschussung sogenannter Agri- und Moor-PV Anlagen mit 0,5 Cent pro Kilowattstunde als nicht ausreichend betrachtet. Insbesondere das Segment der Moor-PV Anlagen bedarf eines deutlich erhöhten Zuschusses angesichts der Kosten für die aufwändigen Wiedervernässungsmaßnahmen. Der Bundesrat fordert, einen sachgerecht angepassten Zuschuss zu ermitteln und gesetzlich festzulegen. Des Weiteren sollten Solaranlagen über Parkplätzen und auf künstlichen Gewässern wieder in die Erhöhung des anzulegenden Wertes einbezogen werden.
- j) 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.
- k) Der Bundesrat erachtet den Aufbau einer wettbewerbsfähigen, resilienten und technologiesouveränen europäischen Photovoltaik-Wertschöpfung sowie die Stärkung und den Ausbau entsprechender industrieller Produktionskapazitäten im Bereich Windenergie an Land und auf See als wirtschafts- und energiepolitisch geboten. Er setzt sich dafür ein, dass ein bestimmter Teil der Wertschöpfung bzw. Fertigung wieder in Europa stattfindet.

Resilienz-Ausschreibungen scheinen grundsätzlich geeignet, dies zu erreichen. Da jedoch keine Erfahrungen mit diesem Instrument vorhanden sind und bei Nicht-Inanspruchnahme der Ausschreibungen eine zu geringe Ausbaudynamik zur Erreichung der EE-Ziele droht, fordert der Bundesrat die Bundesregierung auf, die Ausschreibungen für alle betroffenen Technologien als zusätzliche Volumina zu den regulären Ausschreibungsmengen vorzusehen und erinnert in diesem Zusammenhang an seinen Vorschlag in BR-Drucksache 92/26 (Beschluss) vom 27. März 2026. In diesem Zusammenhang wird die Bundesregierung gebeten, dem Gesetzentwurf eine Verordnung zu den qualitativen Anforderungen der Resilienzausschreibungen der Abstimmung beizufügen.

- 1) Vor dem Hintergrund des hohen Bedarfs an resilienter Stromversorgung spricht sich der Bundesrat für einen zügigen und ambitionierten Netzausbau aus. Die vorgeschlagenen Steuerungsinstrumente zum Netzengpassmanagement, wie den sogenannten Redispatch-Vorbehalt für Wind und PV und die dauerhafte, unabhängig von der Netzsituation vorgesehene Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt für Wind und PV, lehnt der Bundesrat ab. Einerseits fehlen Daten, inwiefern die durch die Länder ausgewiesene Flächenkulisse für Wind an Land hierdurch beeinträchtigt würde. Andererseits hätte eine Umsetzung der Vorschläge Finanzierungsaufschläge für Projekte zur Folge, wodurch die mit dem Entwurf des EEG 2027 angestrebte Kostensenkung gerade nicht erreicht würde. Da die vorgeschlagenen Steuerungsinstrumente die Planungssicherheit der EE-Projekte nachhaltig gefährdet, ist zu befürchten, dass sich diese Instrumente stark negativ auf die weitere Ausbauentwicklung auswirken wird. Aus Sicht des Bundesrates wäre es angemessen, den ersten Teil des Netzpakets, der nicht die gleiche zeitliche Dringlichkeit wie das EEG hat, bis zur Vorlage des von der Bundesregierung geplanten Netzausbau-beschleunigungsgesetzes für den Verteilnetzbereich zurückzustellen und die nötigen Netz-Reformen gemeinsam zu beraten. Dabei sollte ein besonderes Augenmerk auf der regelmäßigen Nutzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen sowie einer regelmäßigen Überbauung von Netzverknüpfungspunkten liegen.

Wi 93. Zum Gesetzentwurf allgemein (Rahmenbedingungen der Direktbelieferung von Unternehmen mit Strom aus erneuerbaren Energien)

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

Er bittet insbesondere,

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

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

Begründung (nur gegenüber dem Plenum):

Der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Voraussetzung für Versorgungssicherheit, wettbewerbsfähige Strompreise, industrielle Transformation und das Erreichen der Klimaziele. Für den Industriestandort Deutschland ist dabei nicht nur die insgesamt verfügbare Strommenge entscheidend, sondern auch die Möglichkeit, Unternehmen langfristig mit planbarem, erneuerbarem, regional und kosteneffizient erzeugtem Strom zu versorgen.

PPAs zwischen Erzeugern erneuerbarer Energien und industriellen Abnehmern können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten. Sie ermöglichen Unternehmen eine bessere Planbarkeit ihrer Stromkosten und unterstützen deren Dekarbonisierung. Zugleich eröffnen sie Projektierern und Betreibern erneuerbarer Energien-Anlagen weitere Erlösmöglichkeiten und ergänzen damit die staatliche EEG-Förderung.

Ein Hemmnis liegt in bestehenden Rechtsunsicherheiten. Dies betrifft insbesondere die Einordnung von Direktleitungen, die Abgrenzung zu Kundenanlagen sowie das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“. Für Projektierer, Stromabnehmer und Fremdkapitalgeber wie Banken ist entscheidend, dass bereits in der frühen Projektentwicklung verlässlich beurteilt werden kann, ob ein Direktbelieferungsmodell energiewirtschaftsrechtlich zulässig, wirtschaftlich tragfähig und regulatorisch durchsetzbar ist. Unklare rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen erhöhen Transaktionskosten, erschweren die Finanzierung und können dazu führen, dass wirtschaftlich sinnvolle regionale Versorgungsmodelle nicht umgesetzt werden.

Zudem muss sichergestellt werden, dass die im Rahmen der EEG-Novelle geplanten Regelungen PPA-Modelle hinreichend stärken. Die mit § 21e EEG-E 2027 intendierte Begrenzung der Wechselmöglichkeit aus der EEG-Förderung in frei finanzierte Modelle kann grundsätzlich ein vertretbarer Ansatz sein, um einer Umgehung des Abschöpfungsmechanismus vorzubeugen. Eine zu starre Begrenzung, insbesondere eine nur einmalige Wechselmöglichkeit ohne praxistaugliche Flexibilität, kann Anlagenbetreiber jedoch erheblich unter Entscheidungsdruck setzen und den Wechsel in ein PPA- oder sonstiges frei finan-

ziertes Modell faktisch unattraktiv machen. Mit Blick auf die gewollte und langfristig erforderliche Stärkung marktbasierter Finanzierungsmodelle sollte § 21e EEG-E 2027 daher so weiterentwickelt werden, dass der Wechsel in frei finanzierte Modelle rechtssicher, finanzierungsfähig und praktisch nutzbar eröffnet wird, ohne die Systematik des Abschöpfungsmechanismus zu unterlaufen.

Um marktbasierte Finanzierungsmodelle zu stärken, sollte zudem die Einführung eines sogenannten „Opt-in“ geprüft werden, nach dem Betreiber auch von einem frei finanzierten Modell in die staatliche Förderung wechseln können. Zugleich sollte der im Entwurf angelegte Abschöpfungsmechanismus daraufhin überprüft werden, ob ausreichend Anreize für die Umsetzung frei finanzierter Modelle erhalten bleiben und damit die Stärkung von PPAs nicht unnötig erschwert wird. Als Instrument könnte hierbei die Ergänzung des Abschöpfungsmechanismus um einen Marktwertkorridor in Erwägung gezogen werden.

Daneben bedarf es einer Prüfung finanzieller Absicherungsinstrumente. Langfristige PPAs setzen voraus, dass Erzeuger und Abnehmer über viele Jahre belastbare vertragliche Verpflichtungen eingehen. Für Fremdkapitalgeber stellt insbesondere das Ausfallrisiko des Abnehmers ein zentrales Risiko dar. Garantie-, Bürgschafts- oder vergleichbare Modelle könnten dazu beitragen, dieses Risiko zu reduzieren und damit die Finanzierungsfähigkeit entsprechender Projekte zu verbessern. Damit auch kleine und mittlere Unternehmen profitieren, sollte die Schaffung eines KMU-tauglichen PPA-Marktrahmens geprüft werden.

Um die Umsetzung wirtschaftlich tragfähiger Direktbelieferungs- und PPA-Modelle nicht unsachgemäß zu erschweren, sollten regulatorische Anforderungen für Direktbelieferungs- und PPA-Modelle auf ihre Praxistauglichkeit hin überprüft werden. Dabei sind Informations-, Berichts- und Bilanzierungspflichten nach dem Energiewirtschaftsrecht jedoch so auszugestalten, dass die notwendige Markttransparenz und Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt werden.

PPAs und EEG-Förderung stehen nicht im Gegensatz zueinander. Vielmehr können sie komplementäre Instrumente sein. Ziel muss daher sein, Direktbelieferungsmodelle nicht als Ersatz, sondern als sinnvolle Ergänzung zur EEG-Förderung weiterzuentwickeln und die anstehende EEG-Novelle sowie weitere energiewirtschaftsrechtliche Vorhaben zu nutzen, um Hemmnisse abzubauen, Rechtsklarheit zu schaffen und die Nutzung erneuerbarer Energie für industrielle Lastzentren praxistauglich zu stärken.

- Wi 94. Zum Gesetzentwurf allgemein (Förderung von Flexibilitäten, Speichern, Energy Sharing, Bürgerenergie; Nutzung abzuregelnder Strommengen)
- a) Der Bundesrat begrüßt, dass mit dem Netzanschlusspaket und der EEG-Novelle zentrale Vorhaben aus dem Koalitionsvertrag in das parlamentarische Verfahren eingebracht werden.
 - b) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, auch die weiteren im Koalitionsvertrag angekündigten Vorhaben zur stärkeren Systemintegration erneuerbarer Energien, zur Förderung von Flexibilitäten, Speichern, Energy Sharing und Bürgerenergie, zur Sicherung wettbewerbsfähiger Strompreise sowie insbesondere zur erleichterten regionalen Nutzung ansonsten abzuregelnder Strommengen und zur räumlichen Ausweitung der physikalischen Direktversorgung zeitnah gesetzlich umzusetzen. Dies gilt ebenso für das angekündigte Verteilnetzpaket, zu dem noch in diesem Jahr in Abstimmung mit den Ländern konkrete Vorschläge vorzulegen sind, damit die beabsichtigten Beschleunigungswirkungen rasch greifen können.
 - c) Der Bundesrat stellt fest, dass die Umsetzung dieser Ziele einen modernen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen erfordert, der den Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit regionaler Wertschöpfung, Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzintegration und der Transformation der Wirtschaft verbindet. Er bittet, bei den weiteren Arbeiten insbesondere folgende Punkte zu berücksichtigen:
 - aa) Der Bundesrat stellt insbesondere fest, dass die Direktbelieferung mit Strom aus erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung, zur Transformation der Wirtschaft, zur Nutzung von Flexibilitäten sowie zur Entlastung der Stromnetze leisten kann. Der Bundesrat fordert daher, die rechtlichen Rahmenbedingungen für Direktbelieferungsmodelle über Direktleitungen praxistauglich weiterzuentwickeln und bestehende Hemmnisse im Rahmen der laufenden Novellierung des EEG abzubauen. Um rechtliche Klarheit zu schaffen und unnötige Hürden abzubauen, sollte das Erfordernis der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ aufgehoben werden, soweit eine Lieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung eines Netzes der allgemeinen Versorgung erfolgt und die Strommengen eindeutig mess- und bilanzierungstechnisch abgegrenzt werden. Zudem sollten Mess-,

Bilanzierungs- und energiewirtschaftliche Pflichten für entsprechende Modelle rechtssicher, digital und möglichst unbürokratisch ausgestaltet werden.

- bb) Der Bundesrat begrüßt die Einführung von § 42c EnWG („Energy Sharing“) zur gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien sowie den praktischen Start des Instruments zum 1. Juni 2026, der jedoch noch mit erheblichen Umsetzungsschwierigkeiten verbunden ist. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, die Regelungen zu Energy Sharing weiterzuentwickeln. Insbesondere sind diese so auszugestalten beziehungsweise klarzustellen, dass entsprechende Modelle für Bürgerenergiegesellschaften, Kommunen, Stadtwerke, landwirtschaftliche Betriebe, kleine und mittlere Unternehmen sowie weitere regionale Akteure einfacher nutzbar werden. Hierzu sollten Anforderungen an Vertragsgestaltung, Marktkommunikation, Bilanzierung und Lieferantenpflichten auf das notwendige Maß begrenzt sowie standardisierte und digitale Verfahren ermöglicht werden. Darüber hinaus bittet der Bundesrat die Bundesregierung, gemeinsam mit der Bundesnetzagentur zu prüfen, wie eine differenzierte Berücksichtigung gemeinschaftlich genutzter erneuerbarer Strommengen bei Netzentgelten ausgestaltet werden kann.
- cc) Der Bundesrat begrüßt den Ansatz des § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“), ansonsten wegen 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) abgesicherten Ausbau stärken will. PPAs können einen wichtigen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien sowie zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb bestehender Anlagen nach Ende der EEG-Förderung leisten. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, diesen Ansatz weiterzuverfolgen und verbleibende Hemmnisse für PPA-Modelle abzubauen. Dabei sollten insbesondere standardisierte Vertragsmodelle, Bündelungsmöglichkeiten kleinerer Anlagen sowie geeignete Instrumente zur Begrenzung von Gegenparteirisiken geprüft werden. Ziel sollte es sein, Investitions- und Planungssicherheit zu stärken und zusätzliche marktbasierende Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu ermöglichen.

Wi 95. Zum Gesetzentwurf allgemein (Ablehnung der Abkehr vom Prinzip der Einspeisevergütung von Photovoltaik-Anlagen im Segment bis 25 Kilowatt)

- a) Der Bundesrat lehnt eine Abkehr vom Prinzip der Einspeisevergütung von Photovoltaikanlagen im Segment bis 25 Kilowatt-Peak ab, da hierdurch der Ausbau kleiner Dach-Photovoltaikanlagen erheblich beeinträchtigt werden kann. Der Bundesrat weist darauf hin, dass der Ausbau der Photovoltaik auf Dächern ein zentraler Baustein der Energiewende darstellt, von wesentlicher Bedeutung für die Erreichung der Klimaziele sowie für die Sektorenkopplung ist und die demokratische Teilhabe an der Energiewende ermöglicht.
- b) 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.

- c) Der Bundesrat betont, dass dezentrale Photovoltaikanlagen die Energiesicherheit und Resilienz des Energiesystems stärken. Vor diesem Hintergrund sieht der Bundesrat die geplante Streichung der Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen kritisch, da diese häufig einen wesentlichen Investitionsanreiz darstellt und zur Finanzierung der Anlagen beiträgt.
- d) 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.
- e) 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.
- f) Der Bundesrat erinnert daran, dass sich die Energieministerkonferenz wiederholt für den Erhalt einer Form der Einspeisevergütung für kleinere Photovoltaikanlagen ausgesprochen hat. Aus Sicht des Bundesrates sollte diesem Anliegen bei der weiteren Ausgestaltung des EEG 2027 Rechnung getragen werden, um den kontinuierlichen Ausbau der Dach-Photovoltaik sicherzustellen und die energie- und klimapolitischen Ziele von Bund und Ländern zu unterstützen.

Wo 96. Zum Gesetzentwurf allgemein (Kleine PV-Anlagen)

- a) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren die generelle Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent für kleine PV-Anlagen zu streichen, sofern eine technische Steuerbarkeit nach § 14a EnWG gegeben ist.

- b) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren die Einspeisevergütung für PV-Anlagen unter 25 Kilowatt-Peak beizubehalten, um die Ausbauziele und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden.
- c) Der Bundesrat empfiehlt, auch für PV-Anlagen unter 25 Kilowatt-Peak die Möglichkeit bestehen zu lassen, die Marktprämie zu beantragen.
- d) 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.
- e) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren den Direktvermarktungsbonus zu verstetigen und an die tatsächlichen Marktbedingungen anzupassen.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Die Energiewende erfordert eine möglichst flächensparende Umsetzung, wobei insbesondere bereits versiegelte Flächen wie Dach- und Fassadenflächen von Gebäuden genutzt werden sollten. Der Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV) auf Dächern genießt hohe Akzeptanz auch bei Mietenden und Wohnungswirtschaft und verursacht keine zusätzlichen Flächenkonflikte. Gerade kleinere PV-Anlagen unter 100 Kilowatt sind von den geplanten Regelungen besonders betroffen. Es ist zu erwarten, dass die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent den Ausbau dieser Anlagen erheblich bremst und somit die PV-Ausbauziele gefährdet. Die geplanten Anforderungen (z. B. höhere Anforderungen an Ansteuerbarkeit und Spitzenkappung) führen zu einer Verteuerung des Ausbaus gerade bei kleineren Bestandshaltern und privaten Vermietern, während gleichzeitig die Förderung in diesem Segment reduziert oder gestrichen wird. Die dauerhafte Begrenzung der Einspeiseleistung – unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und der Veräußerungsform – erscheint nicht zielführend und steht im Widerspruch zu den Zielen der Steuerbarkeit nach § 14a EnWG, die Netzengpässe durch gezielte Abregelung vermeiden sollen. Bei Vorliegen der technischen Steuerbarkeit sollte die Begrenzung entfallen, um das Erzeugungspotenzial nicht unnötig zu beschneiden. Zudem entsteht durch die Regelung ein wirtschaftliches Hemmnis für neue Veräußerungsformen wie Energy Sharing, was dazu führt, dass Mieterinnen und Mieter künftig deutlich eingeschränkteren Zugang zu bezahlbarem, vor Ort erzeugtem Strom haben werden.

Zu Buchstabe b:

Der Ausbau der Photovoltaik auf Dächern ist für die urbane Energiewende, die Sektorenkopplung und das Erreichen der Klimaziele unverzichtbar. Dach-PV-Anlagen fördern die Bürgerbeteiligung, private Investitionen und die Akzeptanz der Energiewende. Die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Anlagen unter 25 Kilowatt-Peak gefährdet die Investitionsbereitschaft gerade kleinerer Bestandshalter und Privatvermieter, da die Vergütung oft Kaufanreiz oder Kreditgrundlage ist. Für Mehrfamilienhäuser ist eine Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage nur deutlich differenzierter zu erreichen als typischerweise bei Einfamilienhäusern. Nur ein Teil der geplanten PV-Dächer ist über Mieterstrom grundsätzlich wirtschaftlich refinanzierbar. Insbesondere für kleinere Mehrfamilienhäuser wäre die Einspeisevergütung eine relevante Größe für eine Refinanzierung.

Zu Buchstabe c:

Eigenverbrauch und Sektorenkopplung sind wichtige Bausteine der Energiewende. Dennoch ist eine unbürokratische und wirtschaftliche Veräußerung von Überschussstrom aus kleinen PV-Anlagen weiterhin notwendig, da dieser Strom einen Mehrwert für die Elektrifizierung anderer Sektoren bietet. Die vollständige Fokussierung auf Eigenverbrauch verhindert die notwendige Maximalbelegung der Dachflächen und widerspricht den Klimazielen. Gerade in Städten ist die Förderung auch für Anlagen unter 25 Kilowatt-Peak essenziell. Die Einstellung wird insbesondere Projekte bei Dachsanierungen in der Wohnungswirtschaft unter die Wirtschaftlichkeitsschwelle drücken und damit zu einem Investitionshemmnis führen.

Zu Buchstabe d:

Die Übernahme von System- und Marktverantwortung durch erneuerbare Energien ist wichtig, muss aber differenziert und planbar erfolgen. Für Kleinanlagen ist die Direktvermarktung derzeit mit unverhältnismäßigem Aufwand, Kosten und Unsicherheiten verbunden. Dies trifft vor allem private Nutzer und private Vermieter. Ein schrittweiser Übergang ist notwendig und muss an die Schaffung technischer und marktlicher Voraussetzungen (z. B. Smart Meter, Pooling, attraktive Marktprämien) geknüpft sein. Die im Entwurf vorgesehene Übergangszahlung ist zeitlich und finanziell unzureichend.

Zu Buchstabe e:

Der Direktvermarktungsbonus ist zeitlich begrenzt und seine Wirkung angesichts der niedrigen Capture Rate von PV-Strom am Marktpreis begrenzt. Die grundsätzlichen Probleme durch den Wegfall der Einspeisevergütung und der Marktprämie bleiben bestehen.

- Wi 97. 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.

Begründung (nur gegenüber dem Plenum):

Der vorliegende Gesetzentwurf zur Novellierung des EEG sieht ein Auslaufen der Einspeisevergütung kleiner PV-Aufdachanlagen vor. Stattdessen soll der Strom in Zukunft mittels Direktvermarktung an den Strommärkten veräußert werden. Derzeit ist eine Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Aufdachanlagen aufgrund zahlreicher technischer und prozessualer Herausforderungen in der Praxis noch nicht etabliert. Für die Aufrechterhaltung des Zubaus dieser Anlagen ist daher ein gesetzlicher Rahmen erforderlich, der gezielt Anreize für eine praxistaugliche Direktvermarktung setzt.

Wi 98. 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.

Begründung (nur gegenüber dem Plenum):

Gemäß Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD sollen die Möglichkeiten der Doppelnutzung, wie z. B. Parkplatz-, Agri- und schwimmende Photovoltaikanlagen erleichtert werden (vgl. Ziffern 1029 ff).

Mit dem Solarpaket I hat die Bundesregierung im Mai 2024 zentrale Forderungen für verbesserte Rahmenbedingungen bei den besonderen Solaranlagen bereits umgesetzt. Hierdurch soll den Vorteilen der besonderen Solaranlagen, insbesondere der hohen Flächeneffizienz, Rechnung getragen werden. Landwirtinnen und Landwirte profitieren durch Agri-Photovoltaikanlagen von einer Doppelnutzung der Fläche. So kann ein zusätzliches Einkommen durch die Stromerträge erzielt und weiterhin die landwirtschaftliche Bewirtschaftung auf bis zu 90 Prozent der ursprünglich vorhandenen Fläche betrieben werden. Weitere Synergieeffekte sind durch Wechselwirkungen zwischen Agri-Photovoltaikanlage und darunter befindlichen Pflanzenkulturen möglich.

Aufgrund der technisch aufwändigeren Unterkonstruktion bedürfen besondere Solaranlagen einer erhöhten Förderung, um diese kostendeckend zu betreiben. Die im Rahmen des Solarpakets I eingeführten Regelungen sind sachgerecht und sollten beibehalten werden.

Die Anwendung der oben genannten Regelungen des Solarpakets I steht unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Kommission. Eine Einigung konnte bislang nicht erzielt werden. Kernpunkt, der einer Einigung entgegenstand, war die Einführung eines sogenannten Abschöpfungsmechanismus für Übergewinne der Anlagenbetreiber. Ein solcher

Mechanismus ist für einen zukünftigen Förderrahmen der erneuerbaren Energien ab 2027 im vorliegenden Gesetzentwurf in Form eines sogenannten Refinanzierungsbeitrags vorgesehen. Eine rückwirkende Gewährung der erhöhten Förderung sollte geprüft werden, da zwar in der Praxis bereits viele Projekte auf Basis der höheren Förderung nach dem Solarpaket I geplant wurden, diese nun aufgrund bestehender Verbindlichkeiten (insbesondere Kreditforderungen) auch ohne Anwendbarkeit der betreffenden Regelungen des Solarpakets I bereits vorzeitig in Betrieb genommen werden mussten.

Wi 99. 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.

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

- e) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren eine mit dem Marktwert vergütete Netzbetreiberabnahme (Marktwertdurchleitung) im Photovoltaik-Anlagensegment unter 7 Kilowatt-Peak einzuführen.
- f) Der Bundesrat stellt fest, dass die im Gesetzentwurf vorgesehene Verpflichtung aller Anlagen, auch unter 7 Kilowatt-Peak, Smart-Meter zu verwenden, nicht zielführend ist. Eine Notwendigkeit der Steuerbarkeit von Anlagen unter 7 Kilowatt-Peak ist aus Netzsicht nicht gegeben. Die Verpflichtung führt jedoch für die Anlagenbetreibenden zu nicht unerheblichen Zusatzkosten, die gerade im Kleinanlagensegment die Gesamtbilanz der Anlagen reduzieren und damit ein Hemmnis für den Zubau in diesem Segment darstellen.
- g) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren Anlagen unter 7 Kilowatt-Peak – wie bisher – von der Smart-Meter-Pflicht zu befreien.

AV 101. Zum Gesetzentwurf allgemein (Ausbauvorgabe für Solaranlagen auf Gebäuden)

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fortentwickelt und auf einen planbaren sowie kosteneffizienten Ausbau ausgerichtet werden sollen.
- b) Der Bundesrat betont die zentrale Bedeutung eines zügigen, verlässlichen und gesellschaftlich akzeptierten Ausbaus der Solarenergie für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele. Der Ausbau ist so auszugestalten, dass er die unterschiedlichen Nutzungspotenziale berücksichtigt und Flächenkonkurrenzen möglichst vermeidet.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass Gebäude- und Dachflächen sowie andere bereits baulich vorgeprägte Standorte besondere Potenziale für einen flächenschonenden Ausbau der Solarenergie bieten.

- d) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, die bisherige Ausbauvorgabe für Solaranlagen auf Gebäuden beizubehalten und die erforderlichen Anpassungen der Ausschreibungs- und Ausbauvolumina vorzunehmen. Der Förderrahmen sollte so ausgestaltet werden, dass flächenschonende und multifunktionale Anlagenformen gegenüber konventionellen Freiflächenanlagen angemessen berücksichtigt werden.

Begründung:

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

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

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

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

Wi 102. 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 Solarstrom einspeisung 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 elektrifizier-

baren 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.

- Wi 103. 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.

Begründung (nur gegenüber dem Plenum):

Aufgrund fehlender Netzanschlusskapazitäten sowie wirtschaftlich herausfordernder Betriebsbedingungen sind die Übergangsbedingungen zu verbessern. Anlagen mit den Inbetriebnahme-Jahren 2005 bzw. 2006 haben sich jetzt an den Ausschreibungen beteiligt. Allerdings fehlen angepasste Netzanschlüsse, Genehmigungen sowie Bauteile, da z.B. bei Blockheizkraftwerken, Wärmespeichern und Gasspeichern oft lange Lieferzeiten bestehen und Anpassungszeiträume daher zu kurz sind. Die im EEG 2023 vorhandenen Pönalisierungsregelungen könnten angepasst werden. Bestandsanlagen sollte die erneute Abgabe von Ausschreibungsgeboten ermöglicht werden, damit auch diese von möglichen Verbesserungen im EEG 2027, beispielsweise einem höheren Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen, profitieren können. Für Anlagen aus den Jahren 2005 und 2006 sind Verbesserungen notwendig, da die Ausschreibungsbedingungen und Übergangsfristen für Altanlagen in der Praxis oft zu Härten führen.

Wi 104. 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.

Wi 105. Zum Gesetzentwurf allgemein (Weiterentwicklung des bisherigen Flexibilisierungszuschlags für Bioenergieanlagen)

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

Begründung:

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

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

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

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

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

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

Wi 106. Zum Gesetzentwurf allgemein (Modifizierung des Redispatchvorbehalts, Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen)

Der Bundesrat begrüßt die zeitnahe Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, um für auslaufende Förderregelungen und anstehende Investitionsentscheidungen zuverlässige Rahmenbedingungen zu schaffen. Besonders die stärkere Markt- und Systemorientierung des Netzausbaus sowie die bessere Abstimmung von diesem mit dem Anlagenzubau tragen dem dringenden Handlungsbedarf Rechnung. Dabei müssen die vorgesehenen Instrumente jedoch so ausgestaltet werden, dass sie den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nicht ausbremsen und insbesondere Investitions- und Finanzierungsrisiken nicht unangemessen erhöhen. Vor diesem Hintergrund fordert der Bundesrat dazu auf, im weiteren Gesetzgebungsverfahren folgende Änderungen am Entwurf vorzunehmen:

- a) Der vorgesehene „Redispatchvorbehalt“ in kapazitätslimitierten Gebieten ist in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht zielführend. Durch das Ausbleiben des finanziellen Ausgleichs für einen Teil des Jahresstromertrags wird die Kalkulierbarkeit von Projekterlösen beeinträchtigt, Investitionsentscheidungen werden erschwert. Die wirtschaftlichen Folgen eines verzögerten oder noch nicht ausreichenden Netzausbaus dürfen nicht auf Erneuerbare-Energien-Projekte verlagert werden. Der Bundesrat fordert daher, den „Redispatchvorbehalt“ insoweit zu modifizieren, dass er eng begrenzt, befristet und transparent ausgestaltet ist und die betroffenen Netzgebiete prioritär optimiert, verstärkt und ausgebaut werden.
- b) 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.

B

107. Der **Finanzausschuss**

empfiehlt dem Bundesrat, gegen den Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes **k e i n e** Einwendungen zu erheben.