

**20.05.22**

## **Stellungnahme des Bundesrates**

---

### **Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor**

Der Bundesrat hat in seiner 1021. Sitzung am 20. Mai 2022 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Zu Artikel 1 Nummer 2 (§ 2 Satz 4 – neu – EEG 2021)

In Artikel 1 Nummer 2 ist § 2 folgender Satz anzufügen:

„Die Realisierung von Ausbauvorhaben des Verteilernetzes, die der Netzintegration erneuerbarer Energien dienen, liegt ebenfalls im öffentlichen Interesse; die Sätze 1 bis 3 gelten entsprechend.“

Begründung:

Die Stromverteilernetze stoßen zunehmend an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit. Um die energiepolitischen Ziele erreichen zu können, müssen die Verteilernetze grundlegend um- und ausgebaut werden. Während für Übertragungsnetzausbauvorhaben eine gesetzliche Feststellung des besonderen öffentlichen Interesses bereits seit einiger Zeit existiert (siehe § 1 Absatz 1 Satz 2 BBPIG sowie § 1 Absatz 2 Satz 3 EnLAG), fehlt ein Äquivalent für Vorhaben der Verteilernetzebene. Nicht zuletzt werden die Mitgliedstaaten in der Mitteilung der Kommission „RePowerEU“ (COM(2022) 108 final vom 8. März 2022, Seite 12) aufgefordert, dafür zu sorgen, dass gewisse Energieinfrastruktureinrichtungen als im überwiegenden öffentlichen Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit liegend angesehen werden. Konkret

werden Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen und Netzaspekte (der Netzanschluss sowie das Netz selbst) im Gleichklang genannt. Die Privilegierung aus § 2 Sätze 1 bis 3 EEG sollte daher auch auf Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbauvorhaben des Verteilernetzes erstreckt werden.

2. Zu Artikel 1 Nummer 10a – neu –,  
Nummer 21 Buchstabe a (§ 48 Absatz 5,  
§ 100 Absatz 9 Satz 2 EEG 2021)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) Nach Nummer 10 ist folgende Nummer einzufügen:

„10a. § 48 Absatz 5 wird aufgehoben.“

- b) Nummer 21 Buchstabe a ist zu streichen.

Begründung:

Im Gesetzentwurf ist zunächst eine Übergangsregelung (Anhebung auf 80 Prozent) und in einem zweiten Schritt ab 2023 eine vollständige Abschaffung der Regelung bezüglich der Vergütung eingespeister Strommengen im Segment 300 Kilowatt-Peak bis 750 Kilowatt-Peak vorgesehen. Durch die Einführung der Übergangsregelung bis Ende 2022 wird der Zubau von PV-Anlagen in diesem Segment weiter verzögert. Die Regelung sollte daher unverzüglich und nicht erst ab dem Jahr 2023 gestrichen werden.

3. Zu Artikel 1 Nummer 14 (§ 88f EEG 2021)

In Artikel 1 Nummer 14 ist § 88f zu streichen.

Folgeänderungen:

- a) Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- aa) Nummer 1 Buchstabe e ist wie folgt zu fassen:

„e) Nach der Angabe zu § 88d wird folgende Angabe zu § 88e eingefügt:

„§ 88e

Verordnungsermächtigung zu den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung“.

bb) Nummer 4 ist wie folgt zu fassen:

„4. In § 22 Absatz 1 werden die Angabe „39n“ durch die Angabe „39o“ und die Angabe „88d“ durch die Angabe „88e“ ersetzt.“

cc) Nummer 8 ist wie folgt zu fassen:

„8. In § 33 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 wird die Angabe „88d“ durch die Angabe „88e“ ersetzt.“

dd) In Nummer 14 ist der einleitende Halbsatz wie folgt zu fassen:

„Nach § 88d wird folgender § 88e eingefügt:“

ee) Nummer 18 ist wie folgt zu fassen:

„18. In § 96 Absatz 1 wird nach der Angabe „88d,“ die Angabe „88e,“ eingefügt.“

b) Artikel 2 ist wie folgt zu ändern:

aa) Nummer 85 Buchstabe c ist wie folgt zu fassen:

„c) In Absatz 4 Satz 2 werden die Wörter „, Festlegungen nach Absatz 2 Nummer 5 und Nummer 13 und zu“ durch die Wörter „und für“ ersetzt, werden nach der Angabe „§ 85a“ die Wörter „ und zu den besonderen Solaranlagen nach § 85c“ eingefügt und wird die Angabe „88d“ durch die Angabe „88e“ ersetzt.“

bb) Nummer 93 ist zu streichen.

Begründung:

Die geplante Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen (§ 88f) sieht vor, dass die Bundesregierung ohne die Zustimmung des Bundesrates abweichende Regelungen zur Veräußerungsform der Marktprämie treffen kann. Anpassungen können unter anderem in Bezug auf den Anspruch auf Zahlung, Voraussetzungen, Inhalt, Höhe und Dauer erfolgen. Dies umfasst insbesondere die Möglichkeit, für Anlagen Differenzverträge („Contracts for Difference (CfD)“) einzuführen und zu regeln. Es wird eine Aufhebung des Regelungsvorschlags empfohlen.

Die Zahlung der Marktprämie ist die wirtschaftliche Grundlage für den Betrieb des Großteils der Erneuerbare-Energien-Anlagen, die der Direktvermarktung unterliegen. Die gesetzliche Festlegung der Vergütungsregelungen bietet ein hohes Maß an Planungssicherheit für Vorhabenträger und ist damit Anreiz und Ausgangspunkt für die Vorhabenplanung und für Investitionsentscheidungen. Die Erwartung, dass untergesetzlich Änderungen an der Vergütungssystematik jederzeit vorgenommen werden können, untergräbt die Planungsperspektive

von Vorhabenträgern und kann zu Investitionsattentismus führen. Um die Planungssicherheit zu erhalten, sollten daher als notwendig erkannte Weiterentwicklungen der Vergütungsregelungen im EEG in einem regulären Gesetzgebungsverfahren unter Beteiligung der Länder erfolgen. Damit wird gewährleistet, dass die Regelungsvorschläge der Bundesregierung mehrfach geprüft und geändert werden können.

Einer Prüfung, inwieweit erneuerbare Energien künftig nicht nur über die Marktprämie gefördert, sondern mit weiteren Regelungsansätzen wie Differenzverträgen (CfD) ergänzt oder ersetzt werden können, wird nicht widersprochen. Wesentlicher Punkt dürfte hierbei sein, ob Differenzverträge in das Strommarktdesign so eingepasst werden, dass es langfristig nicht nur zu einer branchenseitigen Absicherung der Investition kommt, sondern auch mit einer hohen Wahrscheinlichkeit mit Rückflüssen in den Bundeshaushalt gerechnet werden kann. Langfristig sollte durch entsprechende Evaluation ein Instrument festgelegt werden, das dies erreicht.

4. Zu Artikel 1 Nummer 21 Buchstabe b (§ 100 Absatz 14 Satz 1 Nummer 1, Nummer 2, Nummer 2a – neu –, Nummer 2b – neu –, Nummer 3, Satz 3 und Satz 4 EEG 2021)

In Artikel 1 Nummer 21 Buchstabe b ist § 100 Absatz 14 wie folgt zu ändern:

- a) Satz 1 ist wie folgt zu ändern:
- aa) In Nummer 1 ist die Angabe „6,93“ durch die Angabe „13,80“ zu ersetzen.
  - bb) In Nummer 2 sind die Angabe „6,85“ durch die Angabe „12,79“ sowie das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.
  - cc) Nach Nummer 2 sind die folgenden Nummern einzufügen:
    - „2a. bis einschließlich einer installierten Leistung von 100 Kilowatt um 11,17 Cent pro Kilowattstunde,
    - 2b. bis einschließlich einer installierten Leistung von 300 Kilowatt um 10,45 Cent pro Kilowattstunde und“
  - dd) In Nummer 3 ist die Angabe „5,36“ durch die Angabe „9,15“ zu ersetzen.
- b) Die Sätze 3 und 4 sind zu streichen.

Begründung:

Es ist unstrittig, dass die Einspeisevergütung für Gebäude-PV-Anlagen (PV=Photovoltaik) infolge ausschließlich mengengesteuerten Vergütungsdegression nicht mehr kostendeckend und deswegen auf kostendeckendes Niveau anzupassen ist.

Die Einführung einer gesplitteten Einspeisevergütung – für Volleinspeiser in nahezu doppelter Höhe – ist dafür weder zwingend erforderlich noch zielführend.

Im Gegenteil ein solcher Vergütungs-split wäre geeignet, neue Hemmnisse und Fehlanreize zu schaffen, somit den angestrebten PV-Ausbau im Gebäudebereich zu bremsen und die Akteursvielfalt zu beschränken. Die in der Gesetzesbegründung dargelegten Argumente für die Einführung eines gesplitteten Einspeisetarif überzeugen nicht und gehen auf nachteilige Auswirkungen eines solchen gar nicht ein. Der neue Vergütungsansatz erscheint insbesondere – entgegen des in der Gesetzesbegründung postulierten Anreizes für mehr Dach-PV-Anlagen – nicht geeignet, um die knappen Dach- und Gebäudeflächen sowie Fachhandwerkskapazitäten besser auszunutzen. Die mit einem solchen Split induzierten hohen Kostenrisiken verursachen insbesondere in Fällen einer geplanten Nutzung des selbsterzeugten Stroms für Elektromobil und Wärmepumpe vermeidbare Hemmnisse und mindern den Anreiz zur politisch gewünschten Anschaffung einer Dach-PV-Anlage.

Immer wieder wird – so auch in der Gesetzesbegründung – angeführt, nur Volleinspeiser machten „das Dach voll“. Aus Daten zu Eigenverbrauchern ergibt sich jedoch ein gegenteiliges Bild. Innerhalb der letzten Jahre ist die durchschnittliche Größe der gebauten PV-Anlagen mit Eigenverbrauch nachweislich angewachsen. Eigenverbraucher bauen zunehmend größere Anlagen. Der zentrale Antrieb ist dabei der Wunsch, den eigenen Strom im Haushalt zu nutzen. Solche Anlagenkonzepte mit Eigenverbrauch sind aktuell ein Treiber des PV-Ausbaus. Die Anlagen werden vor allem dann größer gebaut, wenn eine weitere Technologie der Sektorkopplung mitgeplant wird, wie eine Wärmepumpe oder ein Ladepunkt für das eigene Elektromobil. Ein doppelt so stark gefördertes Segment für Volleinspeiser erscheint insbesondere bei kleineren PV-Dachanlagen damit völlig überflüssig und hätte erhebliche Auswirkungen. Anlagen bis 25 Kilowatt verfügen über keine Fernsteuerung. Sie würden als Volleinspeiser ungesteuert zur Mittagszeit einspeisen und so die Preise im Großhandel weit ins Negative drücken. Dies verzerrt den Markt massiv für alle, die ihre Erneuerbaren jenseits des EEG wettbewerblich anbieten wollen. Für den Bundeshaushalt ergeben sich so unkalkulierbare Kostenrisiken, weil stets die volle Differenz zwischen dem negativen Marktpreis und der doppelten EEG-Vergütung ausgeglichen werden muss. In der Praxis können die zwei unterschiedlichen Tarife lediglich zu einer Umgehung durch „Doppelanlagen“ führen. Statt einer das gesamte Dach füllenden Eigenverbrauchsanlage mit niedrigem Vergütungsanspruch werden dann zwei Anlagen auf demselben Haus gebaut. Die eine Hälfte des Daches wird mit einer kleinen Eigenverbrauchsanlage belegt. Ein Jahr später wird die zweite Hälfte mit einer Volleinspeiseanlage zwecks Anspruchs auf doppelte Vergütung belegt. Dafür braucht es bloß zwei Wechselrichter und zwei Installationstermine. Dies ist hinsichtlich

der knappen elektronischen Bauteile, des Fachkräftemangels und der Steuerfinanzierung nicht effizient. Es würde aber mangels Einheit der Tarife vom EEG 2023 angereizt.

5. Zu Artikel 2 Nummer 4 Buchstabe f (§ 3 Nummer 15 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 4 ist Buchstabe f wie folgt zu fassen:

,f) Nummer 15 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe a wird das Wort „zehn“ durch die Angabe „20“ ersetzt.

bb) Buchstabe b wird durch folgende Buchstaben b und c ersetzt:

„b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Anlage errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind,

c) bei der die Stimmrechte, die nicht bei natürlichen Personen liegen, ausschließlich bei Kleinstunternehmen, kleinen und mittleren Unternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36 ff.) oder bei kommunalen Gebietskörperschaften sowie deren rechtsfähigen Zusammenschlüssen liegen, und

cc) <...weiter wie Vorlage...>

dd) <...weiter wie Vorlage...>“ ‘

Begründung:

Die in § 3 Nummer 15a und b EEG vorgesehenen Regelungen, wonach zukünftig 50 statt bisher zehn natürliche Personen einer Bürgerenergiegesellschaft angehören müssen und zukünftig mindestens 75 Prozent der Stimmrechte einer Bürgerenergiegesellschaft im Landkreis oder der kreisfreien Stadt, in der das Projekt realisiert werden soll, liegen müssen, sind angesichts der soziodemographischen Voraussetzungen in einigen Ländern zu restriktiv.

Es sollte daher eine maßvolle Anpassung der Begriffsbestimmung in § 3 Nummer 15 EEG erfolgen.

Nach dem vorliegenden Entwurf der Legaldefinition von Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 Nummer 15 Buchstabe c EEG-E dürfen Stimmrechte von juristischen Personen ausschließlich bei Kleinstunternehmen, kleinen oder mittleren Unternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20. Mai 2003, Seite 36 ff.) oder bei kommunalen Gebietskörperschaften liegen. Demnach können sich künftig keine Zweckverbände als juristische Personen des öffentlichen Rechts an Bürgerenergiegesellschaften beteiligen, da diese mitgliederschäftlich organisiert sind und daher in der Regel nach den landesrechtlichen Bestimmungen keine Gebietskörperschaften darstellen.

Wie sich insoweit aus der Begründung zum Gesetzentwurf ergibt, soll die Definition der Bürgerenergiegesellschaft an die Vorgaben der neuen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission vom 27. Januar 2022 (COM(2022) 481 final) angepasst werden, in denen eine Befreiungsmöglichkeit insbesondere für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie vorgesehen sind. Die Definition der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in Artikel 2 Nummer 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001 sehen als Anteilseigner oder Mitglieder „natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU“ vor. Durch die Bezugnahme auf die „lokalen Behörden“ ist der Einbezug von rechtsfähigen Zusammenschlüssen kommunaler Gebietskörperschaften, etwa Zweckverbänden, richtlinienkonform möglich.

Bei der Verwendung des Begriffs der „kommunalen Gebietskörperschaft“ in § 3 Nummer 15 Buchstabe c EEG-E wird auf ein rein formales Kriterium abgestellt. Dabei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass die Beteiligung an Bürgerenergiegesellschaften die Leistungsfähigkeit von kleineren Kommunen übersteigen kann. Für diese Kommunen käme die Beteiligung an einer Bürgerenergiegesellschaft im Wege der interkommunalen Zusammenarbeit, insbesondere durch die Gründung eines Zweckverbands in Betracht. Da § 3 Nummer 15 Buchstabe c EEG-E allerdings nur kommunale Gebietskörperschaften und gerade nicht mitgliederschäftlich organisierte Zusammenschlüsse kommunaler Gebietskörperschaften erfasst, wäre den Kommunen mit geringer Leistungsfähigkeit die Beteiligung an Bürgerenergiegesellschaften künftig verwehrt.

Nach der aktuell gültigen Fassung des § 3 Nummer 15 EEG ist demgegenüber eine Beteiligung von rechtsfähigen Zusammenschlüssen kommunaler Gebietskörperschaften möglich. Sollte daher die Definition im Gesetzentwurf beibehalten werden, würde dies eine – der Zielsetzung einer Energiewende vor Ort zuwiderlaufende – Verschlechterung sowohl für Zweckverbände (oder sonstige rechtsfähige Zusammenschlüsse kommunaler Gebietskörperschaften) als auch für Kommunen mit geringer Leistungsfähigkeit bedeuten, die nicht durch Bezugnahme auf den Artikel 2 Nummer 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001 gerechtfertigt werden kann.

6. Zu Artikel 2 Nummer 4 Buchstabe f Doppelbuchstabe bb(§ 3 Nummer 15 EEG 2023)

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie bei der Definition der Bürgerenergiegesellschaften die Einbeziehung von kommunalen Tochtergesellschaften erfolgen kann und welche praktischen Auswirkungen die Begrenzung hinsichtlich der natürlichen Personen auf den Landkreis beziehungsweise die kreisfreie Stadt hat.

Begründung:

Die Definition der Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nummer 15 EEG 2023 bezieht sich auf die Definition in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die in Artikel 2 Nummer 16 als Anteilseigner „natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden oder KMU“ nennt. Bürgerenergieprojekte werden häufig von Gemeinden initiiert und dann in die Rechtsform zum Beispiel einer GmbH & Co. KG mit einer durch die Gemeinde gegründeten Komplementär-GmbH und Bürgern als Kommanditisten überführt. Die Stimmrechte der GmbH liegen in der Regel zu mehr als 25 Prozent bei der Kommune, so dass die GmbH außer bei sehr kleinen Kommunen gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe d, Absatz 4 der KMU-Empfehlung vom 5. Juni 2003 nicht als KMU anzusehen ist. Die Stimmrechte der GmbH & Co. KG liegen bei der GmbH selbst und damit rechtlich nicht bei der diese beherrschenden Gemeinde, so dass mangels KMU-Eigenschaft der GmbH die Voraussetzungen des § 3 Nummer 15 Buchstabe c EEG 2023 nicht erfüllt wären. Damit könnten sich aber kommunale Tochterunternehmen häufig nicht an Bürgerenergiegesellschaften beteiligen. Dies wäre im Hinblick auf die gewünschte Einbeziehung gerade der kommunalen Ebene in die Energiewende nicht zielführend. Sollte der Begriff „liegen“ auch eine indirekte Beteiligung der kommunalen Gebietskörperschaften umfassen, sollte dies klar dargelegt werden. Andernfalls sollte die Möglichkeit einer Erweiterung der Regelung um kommunale Tochterunternehmen geprüft werden.

Ebenso ist zu prüfen, ob die Beschränkung der natürlichen Personen auf Personen, die im Landkreis oder der kreisfreien Stadt ihren Hauptwohnsitz haben, die Bedürfnisse der Praxis widerspiegelt.

7. Zu Artikel 2 Nummer 4 Buchstabe f,Nummer 15 (§ 3 Nummer 15,  
§ 22b EEG 2023)

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, inwieweit und mit welchen konkreten Regelungen und Maßnahmen den Vorgaben des Artikel 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des



Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen („RED II“) Genüge getan wird beziehungsweise noch weiterer Umsetzungsbedarf besteht.

Begründung:

Sogenannte Bürgerenergie-Vorhaben sind von zentraler Bedeutung für das Gelingen der Energiewende, da sie Partizipation und Akzeptanz fördern. Artikel 22 der RED II enthält Vorgaben für die auf EU-Ebene sogenannten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die in der deutschen Terminologie praktisch den Bürgerenergiegesellschaften und -genossenschaften entsprechen. Es ist jedoch bisher nicht klar, mit welchen konkreten Regelungen und welchen konkreten Maßnahmen die vielfältigen Vorgaben dieser EU-Vorschrift umgesetzt wurden. Ganz besonders gilt dies für Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe d der RED II. Darin werden alle Mitgliedstaaten verpflichtet, in ihrem System von Netzentgelten, Umlagen etc. sicherzustellen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sich gemäß einer von der zuständigen nationalen Stelle erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen. Diese Vorgabe in Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe d der RED II legt nahe, dass es eine differenzierte Behandlung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beziehungsweise Bürgerenergiegesellschaften/-genossenschaften im Hinblick auf Netzentgelte, Umlagen und Abgaben geben muss.

Die im Gesetzentwurf enthaltenen neuen Regelungen zu Bürgerenergiegesellschaften (unter anderem § 22b EEG 2023) befassen sich mit einzelnen Privilegierungen für solche Gesellschaften in den EEG-Ausschreibungen. Eine übergreifende Betrachtung und Regelung für Bürgerenergiegesellschaften und -genossenschaften im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens wäre jedoch wünschenswert.

8. Zu Artikel 2 Nummer 7 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa,

Buchstabe b (§ 6 Absatz 2 Satz 1,  
Absatz 3 Satz 1 EEG 2023)

Artikel 2 Nummer 7 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Buchstabe a Doppelbuchstabe aa sind nach den Wörtern „In Satz 1 wird“ die Wörter „die Angabe „0,2“ durch die Angabe „0,4“ und“ einzufügen.
- b) Buchstabe b ist wie folgt zu fassen:
  - ,b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 wird die Angabe „0,2“ durch die Angabe „0,4“ ersetzt.
    - bb) In Satz 4 ... (weiter wie Regierungsvorlage).‘

Begründung:

Die finanzielle Beteiligung betroffener Kommunen an der Errichtung von Windenergieanlagen an Land sowie PV-Freiflächenanlagen kann einen großen Beitrag zur Akzeptanz vor Ort leisten. Um die Anreizwirkung zu erhöhen, sollte die finanzielle Beteiligung deutlich angehoben werden.

9. Zu Artikel 2 Nummer 7 (§ 6 EEG 2023)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie weitere gemeinwohldienliche Kommunalbeteiligungsmodelle sowie direkte lokale Teilhabeformen der Bürgerinnen und Bürger an den Erträgen der Windenergieanlagen an Land und bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen, wie insbesondere Bürgerstrommodelle, rechtssicher zu ermöglichen sind.

10. Zu Artikel 2 Nummer 7 (§ 6 EEG 2023)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, ob die in § 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau von Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen vor dem Hintergrund des aktuellen Beschlusses des Bundesverfassungsgerichts vom 23. März 2022 (1 BvR 1187/17) zukünftig bundesweit verpflichtend ausgestaltet werden kann.

Begründung:

In vergangenen und im laufenden Verfahren zur Änderung des EEG wurde von den Kommunen vielfach die Forderung vorgetragen, die Regelungen zu deren finanziellen Beteiligung beim Ausbau der Windenergie verpflichtend zu gestalten. Allerdings wurde diese Forderung aufgrund verfassungsrechtlicher Bedenken der Bundesregierung bislang nicht umgesetzt. Das BVerfG hat nunmehr mit Beschluss vom 23. März 2022 (1 BvR 1187/17) entschieden, dass das Landesgesetz aus Mecklenburg-Vorpommern über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz) ganz überwiegend mit dem Grundgesetz vereinbar ist. Damit wird die Möglichkeit für eine grundsätzliche gesetzliche Regelung geschaffen, um die Anlagenbetreiber zukünftig zu verpflichten, betroffene Anwohner und Kommunen an den jeweiligen Projekten vor Ort zu beteiligen. Ausweislich der Urteilsbegründung des BVerfG dient der Ausbau erneuerbarer Energien dem Klimaschutzziel des Artikel 20a GG und dem Schutz von Grundrechten vor den Gefahren des Klimawandels, weil mit dem

dadurch CO<sub>2</sub>-emissionsfrei erzeugten Strom der Verbrauch fossiler Energieträger zur Stromgewinnung und in anderen Sektoren wie etwa Verkehr, Industrie und Gebäude verringert werden kann. Der Ausbau erneuerbarer Energien dient zugleich dem Gemeinwohlziel der Sicherung der Stromversorgung, weil er zur Deckung des infolge des Klimaschutzziels entstehenden Bedarfs an emissionsfrei erzeugtem Strom beiträgt und überdies die Abhängigkeit von Energieimporten verringert.

11. Zu Artikel 2 Nummer 12 (§ 21 Absatz 3 Satz 1 EEG 2021)

Artikel 2 Nummer 12 ist wie folgt zu fassen:

,12. § 21 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. Strom aus ... (weiter wie Regierungsvorlage).“

b) In Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „100 Kilowatt“ durch die Angabe „1 Megawatt“ und das Wort „Wohngebäude“ durch das Wort „Gebäude“ ersetzt.“

Folgeänderung:

§ 21 Absatz 3 Satz 2 ist aufzuheben.

Begründung:

Die Begrenzung der maximalen Anlagengröße auf 100 Kilowatt in § 21 Absatz 3 Satz 1 EEG 2021 führt zu einer unnötigen Beschränkung von Anlagen auf großen Mehrfamilien- beziehungsweise Mietshäusern und stellt damit ein Hemmnis zur Erschließung von flächenschonenden und verbrauchsnahen PV-Potenzialen dar.

Aufgrund der Begrenzung auf 100 Kilowatt werden Mieterstromanlagen unnötig klein dimensioniert, obwohl viele Gebäudedächer deutlich mehr Platz bieten. Auch werden Installationen auf großen Gebäuden infolge der Größenbegrenzung teilweise gänzlich unterlassen, da Skaleneffekte bei großen Anlagen nicht erschlossen und PV-Projekte somit nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Auch stellt die Größenbeschränkung ein erhebliches Hemmnis für innovative Quartierslösungen dar. Der durch größere Anlagen erzeugte Solarstrom könnte beispielsweise im Wärme- und Verkehrsbereich ortsnah genutzt werden.

Darüber hinaus werden Mieter in Wohngebäuden mit großen Dächern und vielen Mietparteien gegenüber Mietern in kleineren Wohngebäuden und weniger Mietparteien diskriminiert, da ihnen infolge der Größenbegrenzung der Anlage nicht im vergleichbaren Umfang kostengünstiger Mieterstrom vom Anlagenbetreiber beziehungsweise vom Vermieter angeboten werden kann.

Die Beschränkung auf Wohngebäude für das Mieterstrommodell hemmt die Erschließung von PV-Potenzialen. So können beispielsweise vermietete Gewerbegebäude nicht an diesem Modell partizipieren. Damit verbleiben viele Gewerbedächer für den PV-Ausbau ungenutzt. Und das obwohl gerade Gewerbe aufgrund der hohen Stromnachfrage während der Sonneneinstrahlung tagsüber prädestiniert für den PV-Ausbau in Kombination mit einer erzeugungsnahen Solarstromnutzung sind.

Des Weiteren werden infolge der Beschränkung des Mieterstrommodells auf Wohngebäude gewerbliche und private Mieter in Gebäuden, in denen weniger als 40 Prozent der Gebäudefläche dem Wohnen dient, diskriminiert. Diese Gruppen können unverschuldet nicht von vergünstigten Strombezugskosten durch das Mieterstrommodell profitieren und sind somit gegenüber Mietern von reinen Wohngebäuden schlechter gestellt. Eine solche Diskriminierung mindert die Akzeptanz der Energiewende. Die Folgeänderung führt in § 21 Absatz 3 EEG 2021 zur Streichung des Satzes: „§ 3 Nummer 50 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient.“

## 12. Zu Artikel 2 Nummer 14 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb

(§ 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 14 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb sind in § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 nach den Wörtern „Solaranlagen des ersten“ die Wörter „und zweiten“ einzufügen.

### Begründung:

Gemäß § 22 Absatz 3 Satz 2 des Gesetzentwurfes EEG 2023 sind nur PV-Freiflächenanlagen zwischen 1 und 6 Megawatt von Bürgerenergiegesellschaften vom Erfordernis der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen.

Um die ambitionierten Erneuerbare-Energien- und Klimaschutzziele bis 2030 zu erreichen, sollten aus Akzeptanzgründen und um die aktive Teilhabe von breiten Teilen der Gesellschaft an der Energiewende zu fördern, die Energiegenossenschaften und andere Bürgerbeteiligungsmodelle für eine zügige Umsetzung der Energiewende gestärkt werden.

Deshalb sollten auch Dachanlagen, das heißt Solaranlagen des zweiten Segments, von Bürgerenergiegesellschaften zwischen 1 bis 6 Megawatt in Übereinstimmung mit der Randnummer 107 Buchstabe b Nummer iv der Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission vom 27. Januar 2022 (COM(2022) 481 final) vom Erfordernis der Teilnahme an Ausschreibungen befreit werden.

13. Zu Artikel 2 Nummer 15 (§ 22b Absatz 1 Nummer 1,  
Nummer 2,  
Nummer 3,  
Absatz 2 Nummer 1,  
Nummer 2,  
Absatz 5,  
Absatz 6 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 15 ist § 22b wie folgt zu ändern:

- a) Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:
- aa) In Nummer 1 ist das Komma am Ende durch das Wort „und“ zu ersetzen.
  - bb) In Nummer 2 ist das Wort „und“ am Ende durch einen Punkt zu ersetzen.
  - cc) Nummer 3 ist zu streichen.
- b) Absatz 2 ist wie folgt zu ändern:
- aa) In Nummer 1 ist die Nummernbezeichnung zu streichen und das Wort „und“ durch einen Punkt zu ersetzen.
  - bb) Nummer 2 ist zu streichen.
- c) Absatz 5 ist zu streichen.
- d) Der bisherige Absatz 6 ist als Absatz 5 zu bezeichnen.

Begründung:

Der neu eingefügte § 22b EEG 2023 regelt die näheren Bestimmungen, unter denen eine Ausnahme von der verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen für Bürgerenergiegesellschaften möglich ist.

In § 22b Absatz 1 Nummer 3, Absatz 2 Nummer 2 und Absatz 5 ist nicht erklärlich, warum Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner – die juristische Personen des Privatrechts sind – und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen, nicht mehr als ein Wind- und ein Solarfreiflächenprojekt in fünf Jahren umsetzen dürfen.

Gerade Bürgerenergiegesellschaften haben in der Vergangenheit mit großem Elan (und nur geringen wirtschaftlichen Erwartungen) viele meist regionale Projekte erfolgreich umgesetzt. Projekte von Bürgerenergiegesellschaften stärken die Akteursvielfalt und die Akzeptanz vor Ort. Angesichts der verschärften Definition einer Bürgerenergiegesellschaft sollte es keinerlei Beschränkung auf Projekte pro Technologie und einen festgelegten Zeitraum für Bürgerenergiegesellschaften geben. Die neuen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission vom 27. Januar 2022 (COM(2022) 481final) stehen dem nicht entgegen.

#### 14. Zu Artikel 2 Nummer 25 (§ 28c Absatz 1 und 2 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 25 sind in § 28c die Absätze 1 und 2 wie folgt zu fassen:

„(1) Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen finden in den Jahren 2023 bis 2028 jeweils zu den Gebotsterminen am 1. März und 1. September statt.

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt jedes Jahr 600 Megawatt zu installierender Leistung und wird jeweils gleichmäßig auf die Ausschreibungstermine eines Kalenderjahres verteilt.“

#### Folgeänderung:

In Artikel 2 Nummer 25 ist § 28c Absatz 4 wie folgt zu fassen:

„(4) Die Bundesnetzagentur stellt jährlich bis zum 15. März eines Jahres die Differenz der installierten Leistung nach Absatz 3 für jedes Kalenderjahr fest und verteilt die Menge, um die sich das Ausschreibungsvolumen erhöht oder verringert, gleichmäßig auf die folgenden zwei noch nicht bekanntgemachten Gebotstermine.“

#### Begründung:

Das im EEG 2021 festgelegte Ausschreibungsvolumen sollte beibehalten werden, um einen Rückbau bestehender Anlagen zu vermeiden. Mit einem mittelfristig rückläufigen Beitrag der Bioenergie geht auch eine für den ländlichen Raum wichtige Wertschöpfung und Stabilisierung verloren.

Zudem ist die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina für Biomethan kaum eine Begründung für eine Reduzierung bei Biogasanlagen. Nach vorliegendem Entwurf können Biomethan-Blockheizkraftwerke im Jahr nur mit 876 Vollbenutzungsstunden betrieben werden, während die Strom- und Wärmeerzeugung normaler Biogasanlagen mit 8 000 Vollbenutzungsstunden im Jahr deutlich mehr Energie erzeugen.

15. Zu Artikel 2 Nummer 25 (§ 28c Absatz 3 Nummer 1 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 25 ist § 28c Absatz 3 Nummer 1 wie folgt zu ändern:

- a) Die Angabe „2026“ ist durch die Angabe „2024“ zu ersetzen.
- b) Das Wort „dritten“ ist zu streichen.

Begründung:

Mit der Änderung soll eine Vereinfachung und Gleichrichtung der Verfahrensweise im EEG für die Ausschreibungsvolumina und damit eine Verbesserung der Planbarkeit für die Anlagenbetreiber erreicht werden. Mit diesem ersten Schritt zur Vereinfachung des EEG im Bereich Biomasse würde das Ausschreibungsvolumen nicht künstlich durch Verlängerung der Rückübertragungszeiten reduziert.

Mit reduzierten Zuschlägen aufgrund der endogenen Mengensteuerung, Abzügen und Zurechnungen beim Ausschreibungsvolumen sowie durch regelmäßige Gesetzesänderungen wird die Planbarkeit für Anlagenbetreiber für den 10- und 20-jährigen Betrieb ihrer Anlagen ohnehin immer komplexer.

16. Zu Artikel 2 Nummer 36 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa

(§ 36h Absatz 1 Satz 2 EEG 2023)

Artikel 2 Nummer 36 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa ist zu streichen.

Begründung:

Die Beschränkung der Vergütungsanpassung zwischen 50 und 60 Prozent des Referenzertrags auf die Südzone ist nicht begründet. Auch in der Mitte Deutschlands ist schnell ein massiver Ausbau der Windenergie erforderlich. Dies kann nur durch die Vergrößerung der Kulisse der geeigneten Flächen gelingen. Die Anpassung des Korrekturfaktors zwischen 50 und 60 Prozent des Referenzertrags ist auch in der Mitte Deutschlands ein zielgenaues Instrument, um die Flächenkulisse zu erweitern und die ambitionierten Ausbauziele bis 2030 zu erreichen.

17. Zu Artikel 2 Nummer 36 Buchstabe b (§ 36h Absatz 1 Satz 4 Nummer 2 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 36 Buchstabe b sind in § 36h Absatz 1 Satz 4 Nummer 2 die Wörter „in der Südregion“ zu streichen.

Begründung:

Der enorme Zubaubedarf bei der Windenergie an Land bis 2030 erfordert, sämtliche planungs- und genehmigungsrechtlich erschließbaren Standorte zu nutzen. Insbesondere in Anbetracht der anstehenden Gesetzgebung zu einem verbindlichen Zwei-Prozent-Flächenziel für die Windenergie sollte der Korrekturfaktor für 50-Prozent-Standorte sich nicht allein auf die Südregion beschränken. Durch einen bundesweit einheitlichen Korrekturfaktor sollte angereizt werden, dass weniger windhöffige Standorte in allen Ländern gleichermaßen genutzt werden.

18. Zu Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c EEG 2023),  
Nummer 64 (§ 48 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa EEG 2023)

Artikel 2 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 38 sind in § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c nach dem Wort „Autobahnen“ ein Komma und die Wörter „Bundesstraßen, Landesstraßen“ einzufügen.
- b) In Nummer 64 sind in § 48 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa nach dem Wort „Autobahnen“ ein Komma und die Wörter „Bundesstraßen, Landesstraßen“ einzufügen.

Begründung:

Zur Erreichung der von der Bundregierung neu gefassten Ausbauziele bedarf es eines massiven Solarenergieausbaus, nicht nur im Gebäudesektor, sondern auch in der Fläche. Die nach dem EEG förderfähige Flächenkulisse muss daher erweitert werden. Bisher sind Freiflächenphotovoltaikanlagen gemäß § 37 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c und gemäß § 48 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa innerhalb einer 200 Meter-Abstandsfläche nur längs von Autobahnen und Schienenwegen förderfähig. Diese Grenzziehung trägt dem Umstand Rechnung, dass solche Flächen aufgrund der für gewöhn-



lich hohen Lärm- und Abgasbelastung weniger schützenswert sind (vergleiche BT-Drucksache 17/6071, 76). Für eine Genehmigungsfähigkeit der Anlagen müssen aber die weiteren öffentlich-rechtlichen Vorschriften, wie beispielsweise das Umweltrecht, der Natur- und Landschaftsschutz oder das Baurecht, ebenso wie die Sicherheit des Straßen- beziehungsweise Schienenverkehrs berücksichtigt werden.

Nicht nachvollziehbar ist, warum die nach dem EEG förderfähige Flächenkulisse bislang nicht auch auf Flächen längs von Bundes- und Landesstraßen erweitert wurde. Denn auch diese Flächen sind infrastrukturell bereits vorgeprägt und Lärm- und Abgasbelastungen ausgesetzt. Darüber hinaus wird durch das jeweils einschlägige Fachrecht ein hinreichender Schutz gewährleistet. Bestehende Ausbaupotenziale längs von Bundes- und Landesstraßen sollten daher ebenfalls mithilfe des EEG ausgeschöpft werden können.

19. Zu Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 38 ist § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j wie folgt zu fassen:

- „j) die ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes ist und nicht in einem Natura 2000-Gebiet liegt, oder“

Begründung:

Aus fachlichen, rechtlichen und verwaltungspraktischen Gründen sollten aus der Kulisse für Floating-PV nicht nur Naturschutzgebiete und Nationalparke, sondern auch Natura 2000-Gebiete von vornherein ausgenommen werden.

Die Wahrscheinlichkeit von Konflikten mit Zielen und Verpflichtungen des Arten- und Biotopschutzes ist in Natura 2000-Gebieten ungleich höher als außerhalb dieser Gebiete. Der Verlust an offener Wasserfläche stellt eine wesentliche Beeinträchtigung des Lebensraums erhaltungszielrelevanter Arten in Vogelschutz- und FFH-Gebieten dar. Mögliche Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele in FFH-Gebieten wären beispielsweise gegeben beim Lebensraumtyp (LRT) nach Anhang I FFH-Richtlinie 3150 (Eutrophe Stillgewässer, die beispielsweise auch in künstlichen Gewässern auftreten können) oder beim Habitat der Teichfledermaus (Anhang II FFH-RL) oder auch für charakteristische Arten, darunter zum Beispiel Insekten.

Nach § 2 EEG-Entwurf liegt die Errichtung und der Betrieb jeder einzelnen EE-Anlage und damit jedes einzelnen PV-Moduls im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Nach derzeitigem Erkenntnisstand bedeutet dies, dass im Rahmen der europarechtlich gebotenen artenschutzrechtlichen Ausnahmeentscheidung nach § 45 Absatz 7 BNatSchG

sowie der Ausnahmeentscheidung im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung ein Ausnahmetatbestand gegeben ist und die Belange der Erneuerbaren Energien (EE) in der Ermessensentscheidung als überragender Belang zu berücksichtigen sind, so dass die Ausnahme wohl in der Regel zugelassen wird. Zwar ist damit nicht bereits einseitig zugunsten der EE vorabgewogen, der EE-Gewinnung wird aber eine gewisse Vorrangstellung eingeräumt, wodurch in Natura 2000-Gebieten auch wegen der bisher noch nicht ausreichend vorhandenen Kenntnisse über die ökologischen Auswirkungen von Floating-PV die Gefahr besteht, dass die Arten- und Biotopschutzbelange im jeweiligen Einzelfall nur unzureichend zur Geltung gebracht werden können. Dies gilt insbesondere auch im Hinblick auf die Schaffung des erforderlichen Kohärenzausgleichs, da eine Neuschaffung entsprechender Habitats eher nicht realisierbar erscheint. Auch hier wäre bei einer Förderung von Floating-PV innerhalb von Natura 2000-Gebieten die Gefahr von Vertragsverletzungsverfahren erheblich, zumal zur unzureichenden Sicherung von FFH-Gebieten bereits ein Vertragsverletzungsverfahren läuft.

Insoweit ist es aus Gründen einer Konfliktminimierung gerechtfertigt, die Kulisse von vornherein entsprechend zu verengen und die Etablierung von Floating-PV zunächst auf entsprechend konfliktarme Wasserflächen außerhalb von Natura 2000-Gebieten zu lenken.

## 20. Zu Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j EEG 2023)

Der Bundesrat fordert, dass auch für Solaranlagen auf einer Fläche gemäß § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j EEG 2023 ein Zuschlag auf den anzulegenden Wert gewährt wird. Dieser sollte in den ersten Jahren nicht einer Degression unterliegen.

### Begründung:

Mit der Regelung in § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j EEG 2023 können nunmehr Gebote für Solaranlagen auf Gewässern (sogenannte „Floating-PV“) in die Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments eingebracht werden. Die Überführung von Floating-PV-Anlagen in die regulären Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments bedeutet eine Erweiterung der Flächenkulisse für Anlagen in diesem Segment, die vor dem Hintergrund der deutlich erhöhten Ausschreibungsmengen folgerichtig ist. Dies reduziert den bestehenden Flächendruck und kann die Flächenkonkurrenz zwischen Stromerzeugung aus Solarenergie und Landwirtschaft sowie Naturschutz entschärfen.

Durch die notwendige Unterkonstruktion sind die Stromgestehungskosten für Floating-PV strukturell höher als die von klassischen Freiflächenanlagen, so dass ein Wettbewerbsnachteil entsteht. Da diese Anlagen jedoch in den Ausschreibungen unmittelbar miteinander konkurrieren, ist ein Zuschlag auf den

anzulegenden Wert für die Technologie Floating-PV notwendig, um einen Markthochlauf zu ermöglichen. Andernfalls wird sich diese innovative Technologie in den Ausschreibungen nicht durchsetzen können, sodass die geschaffene Flächenkulisse ungenutzt bliebe und auch keine Skaleneffekte erzielt werden könnten. Auf eine Degression des Zuschlags sollte in den Anfangsjahren verzichtet werden.

21. Zu Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 38 sind in § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b die Wörter „eines Anbaus“ durch die Wörter „von Dauergrünland, sofern nicht Natura 2000-Gebiete oder Grünland-Lebensraumtypen nach Anhang I der FFH-Richtlinie betroffen sind, oder in Form“ zu ersetzen.

Begründung:

Dauergrünland sollte nicht pauschal ausgeschlossen, sondern vielmehr explizit berücksichtigt werden. Damit würde die Gebietskulisse erweitert und das Flächenpotenzial erhöht.

Der Ausschluss von Dauergrünland in Natura 2000-Gebieten und von Grünland-Lebensraumtypen außerhalb von Natura 2000-Gebieten wird wie folgt begründet: Die Wahrscheinlichkeit von Konflikten mit Zielen und Verpflichtungen des Arten- und Biotopschutzes ist auf Natura 2000 geschütztem Dauergrünland sehr hoch. Diese Grünländer haben besonders oft einen Status als FFH-Lebensraumtyp, gesetzlich geschützte Biotope oder Habitate besonders geschützter Arten. Diese wenig ertragreichen extensiven Grünlandflächen sind für Eigentümer und Nutzer wirtschaftlich besonders attraktiv für Agri-PV-Standorte. Eine Nutzung als Agri-PV-Fläche ist jedoch regelmäßig mit einer Verschlechterung des Erhaltungszustandes und Flächenverlusten verbunden, die im Falle von Natura 2000-Gebieten und FFH-Lebensraumtypen in der Regel nicht kompensierbar sind, was zwangsläufig zur Verschlechterung von Parametern führt, die an die EU zu berichten sind. Durch die Vorrangstellung der EE-Gewinnung gemäß § 2 EEG-Entwurf besteht die Gefahr, dass die Arten- und Biotopschutzbelange im jeweiligen Einzelfall nur unzureichend zur Geltung gebracht werden können. Die Gefahr von Vertragsverletzungsverfahren ist daher bei einer Förderung von Agri-PV in Natura 2000-Gebieten und auf Grünland-Lebensraumtypen innerhalb und außerhalb von Natura 2000-Gebieten aus systematischen Gründen erheblich, zumal zur unzureichenden systematischen Sicherung der Natura 2000-Gebiete und speziell der Grünland-Lebensraumtypen 6510 und 6520 bereits Vertragsverletzungsverfahren laufen.

22. Zu Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c EEG 2023)

Der Bundesrat fordert, dass auch für besondere Solaranlagen auf einer Fläche gemäß § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c EEG 2023 ein Zuschlag auf den anzulegenden Wert gewährt wird.

Begründung:

Die Überführung von Solaranlagen auf Parkplatzflächen in die regulären Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments (§ 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c EEG 2023) bedeutet eine Erweiterung der Flächenkulisse für Anlagen in diesem Segment, die vor dem Hintergrund der deutlich erhöhten Ausschreibungsmengen folgerichtig ist. Dies kann den bestehenden Flächen- druck reduzieren.

Durch die notwendige Unterkonstruktion ähnlich der für Agri-PV-Anlagen sind die Stromgestehungskosten für Solaranlagen auf Parkplatzflächen struktu- rell höher als die von klassischen Freiflächenanlagen, sodass ein Wettbewerbs- nachteil entsteht. Da diese Anlagen jedoch in den Ausschreibungen unmittelbar miteinander konkurrieren, ist ein Zuschlag auf den anzulegenden Wert für die Solaranlagen auf Parkplatzflächen notwendig, um einen Markthochlauf zu er- möglichen. Andernfalls werden sich Anlagen auf dieser Flächenkulisse in den Ausschreibungen nicht durchsetzen können, sodass die geschaffene Flächen- kulisse ungenutzt bliebe und auch keine Skaleneffekte erzielt werden könnten. Auf eine Degression des Zuschlags sollte in den Anfangsjahren verzichtet werden.

23. Zu Artikel 2 Nummer 43 (§ 38b Absatz 1 Sätze 2 und 3 – neu – EEG 2023)

In Artikel 2 ist Nummer 43 wie folgt zu fassen:

- „43. Dem § 38b Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:
- „Wenn es sich bei der Solaranlage um eine Anlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j oder eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a, b oder c handelt und die Anlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b horizontal aufgeständert ist, erhöht sich der anzulegende Wert nach Satz 1 bei Anlagen, die
1. im Jahr 2023 einen Zuschlag erhalten haben, um 1,2 Cent pro Kilowattstunde,

2. im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten haben, um 1,0 Cent pro Kilowattstunde,
3. im Jahr 2025 einen Zuschlag erhalten haben, um 0,7 Cent pro Kilowattstunde und
4. in den Jahren 2026 bis 2028 einen Zuschlag erhalten haben, um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.

Wenn es sich bei der Solaranlage um eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe d handelt, erhöht sich der anzulegende Wert nach Satz 1 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.“ ‘

Begründung:

Der bislang nur für horizontal aufgeständerte Agri-Photovoltaikanlagen vorgesehene Bonus mit einem Anfangswert von 1,2 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2023, welcher degressiv ausgestaltet ist und im Jahr 2026 0,5 Cent pro Kilowattstunde betragen soll, wird auf Floating- und Parkplatz-Photovoltaikanlagen ausgedehnt. Hierdurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich auch diese beiden Technologien noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden und deren Projektierung mit höheren Kosten verbunden ist als bei regulären Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Ohne die Gewährung entsprechender Boni würden Gebote für Floating- und Parkplatz-Photovoltaikanlagen sich in den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments daher wettbewerblich kaum durchsetzen können. Durch den zu erwartenden Markthochlauf und damit einhergehenden Skaleneffekten wird die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen jedoch zunehmen, was durch die Degression der Boni gespiegelt wird.

24. Zu Artikel 2 Nummer 43 (§ 38b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023)

Der Bundesrat begrüßt es grundsätzlich, dass es für Agri-PV-Anlagen einen Zuschlag geben wird.

Der Bundesrat fordert, dass die in § 38b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 vorgesehene starke Degression des in Buchstaben b genannten Zuschlags reduziert beziehungsweise bis 2026 ausgesetzt wird.

Begründung:

Die Überführung von Agri-PV-Anlagen in die regulären Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments (§ 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a und b EEG 2023) bedeutet eine Erweiterung der Flächenkulisse für Anlagen in

diesem Segment, die vor dem Hintergrund der deutlich erhöhten Ausschreibungsmengen folgerichtig ist. Zudem reduziert die gemeinsame Nutzung von Flächen für Landwirtschaft und Stromerzeugung den bestehenden Flächen- druck. Agri-PV gilt als Schlüsselsegment, um großflächigen Ausbau von Frei- flächenanlagen mit der Landwirtschaft in Einklang zu bringen.

Die starke Degression bis auf 0,5 Cent pro Kilowattstunde in 2026 steht dem notwendigen Markthochlauf und somit der Erschließung von Skaleneffekten entgegen. Dabei ist anzumerken, dass die Neuerung von Agri-PV nicht in der Technologie der Solaranlage (diese ist bereits ausgereift), sondern in der ge- meinsamen Nutzung einer Fläche liegt. Entsprechend liegt das Kosten- senkungspotenzial vor allem in der Art der Aufständigung der Anlagen.

#### 25. Zu Artikel 2 Nummer 43 (§ 38b Absatz 1 EEG 2023)

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren dafür Sorge zu tragen, dass der Zuschlag (Bonuszahlung) nach § 38b Absatz 1 für besondere Solaranlagen im Sinne von § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a und b von derzeit 1,2 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2023 auf 2 Cent pro Kilowattstunde angehoben wird.

##### Begründung:

Durch die Aufnahme der besonderen Solaranlagen (Agri-PV, Floating-PV, Parkplatz-PV) sowie von PV-Freiflächenanlagen auf zuvor landwirtschaftlich genutzten Moorflächen in die Flächenkulisse des § 37 EEG 2023 werden diese Anlagen in den direkten Wettbewerb mit konventionellen PV-Freiflächen- anlagen überführt. Trotz nunmehr deutlich höherer Ausschreibungsvolumina dürfte eine Vielzahl solcher Projekte auch zum Gebotshöchstwert nicht wirt- schaftlich umsetzbar sein. Für horizontale Agri-PV-Anlagen hat der Gesetz- geber die Problematik bereits erkannt und einen degressiven Bonus vorge- schlagen, der jedoch weiterhin deutlich zu niedrig angesetzt sein dürfte. Durch die direkte Konkurrenz zu PV-Freiflächenanlagen ist der konkrete Zubau der besonderen Solaranlagen und die damit verbundenen Skaleneffekte in den folgenden Jahren unklar.

#### 26. Zu Artikel 2 Nummer 43 (§ 38b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023)

Der Bundesrat begrüßt grundsätzlich, dass es für besondere Agri-Photo- voltaikanlagen einen Zuschlag geben soll.

Der Bundesrat fordert, dass der in § 38b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 festgelegte Zuschlag für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b ohne weitere technologische Einschränkung gilt. Eine Beschränkung des Zuschlags nur auf horizontal aufgeständerte Anlagen wird abgelehnt.

Eine darüberhinausgehende höhere Förderung für hochaufgeständerte Agri-Photovoltaikanlagen wird nur befürwortet, wenn eine klare Abgrenzung zu bodennahen Agri-Photovoltaikanlagen erfolgt. Eine solche Abgrenzung sollte nicht auf die Ausrichtung der Module abstellen, sondern auf die Tatsache, dass die Module vollständig oberhalb der Fläche, auf denen der Nutzpflanzenanbau stattfindet, in ausreichender Höhe angebracht sind.

Begründung:

Die technologische Entwicklung innerhalb der Agri-Photovoltaik hat bisher einige unterschiedliche Systeme auf den Markt gebracht. Allen gemeinsam ist das Charakteristikum, die Flächeninanspruchnahme deutlich zu reduzieren und Flächenkonkurrenzen durch eine gemeinsame Nutzung – durch landwirtschaftliche Bewirtschaftung einerseits und Stromerzeugung andererseits – zu versöhnen.

Da mit der Novellierung des EEG vorgesehen ist, Agri-Photovoltaikanlagen in den direkten Wettbewerb mit konventionellen Freiflächenanlagen zu stellen, ist eine Kompensation der Kostennachteile für alle Agri-Photovoltaiksysteme erforderlich. So können bodennah aufgeständerte Agri-PV-Anlagen zwar aktuell im Vergleich zu den hoch aufgeständerten Anlagen kostengünstiger sein. Dies trifft jedoch nicht auf einen Vergleich mit Anlagen der konventionellen Freiflächen-Photovoltaik zu. Solche Anlagen sind derzeit aufgrund der systemimmanent bei bodennahen APV-Systeme um einen Faktor 2-3 geringeren Leistungsdichte noch deutlich wirtschaftlicher als die bodennah aufgeständerten Agri-Photovoltaikanlagen und weisen wiederum niedrigere Baukosten auf. Damit besteht ein deutlicher Unterschied in der Wirtschaftlichkeit zwischen der dichteren PV-Belegung durch kommerzielle Anlagen und der Doppelnutzung beim vertikalen Agri-Photovoltaik-Konzept. Eine Förderung auch des vertikal-bifazialen Systems beziehungsweise der bodennah aufgeständerten Agri-Photovoltaikanlagen ist daher zurzeit noch unabdingbar.

Für den gesamten Bereich der Agri-Photovoltaik bedarf es bis zu einem verlässlichen Markteintritt noch einer erheblichen Forschungs- und Entwicklungsarbeit, um das Zusammenwirken von Ackerbau und PV-Anlagen, insbesondere im Hinblick auf mögliche Fruchtfolgen und den effizienten Einsatz moderner ackerbaulicher Großgeräte, zu ergründen. Finanzielle Sicherheit im Rahmen eines Zuschlags „Technologieförderung“ für die Agri-Photovoltaikanlagen werden somit als unverzichtbar angesehen.

Zudem ist die in § 38 Absatz 1 Satz 2 vorgesehene Eingrenzung auf „horizontal-aufgeständert“ nicht ausreichend klar definiert. Agri-Photovoltaikanlagen müssen eine vielseitige landwirtschaftliche Nutzung der Fläche mit großen landwirtschaftlichen Maschinen gewährleisten. Die Fläche, auf der der Nutzpflanzenanbau stattfindet, ist daher – zumindest im Falle der Anlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a (Ackerflächen) – bis zu einer Höhe von 4 Metern von technischen Anlagenteilen freizuhalten. Zudem würde eine alleinige Eingrenzung auf Grund des Merkmals „horizontal aufgeständert“ auch verschiedene bodennahe Systeme einschließen, die wesentlich kostengünstiger sind und daher hochaufgeständerte Systeme im Wettbewerb verdrängen würden.

#### 27. Zu Artikel 2 Nummer 48 (§ 39b Absatz 1 und Absatz 2 EEG 2023)

In Artikel 2 ist Nummer 48 wie folgt zu fassen:

,48. § 39b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Der Höchstwert für Neuanlagen beträgt 18,4 Cent pro Kilowattstunde.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Die Degression wird ausgesetzt.“ ‘

##### Begründung:

Die Änderung bezweckt die Erhöhung des Gebotshöchstwertes für Biomasse-Neuanlagen auf 18,40 Cent pro Kilowattstunde (derzeit 16,39 Cent), da dieser aktuell unter den durchschnittlichen Erzeugungskosten liegt, weshalb das bisherige Ausschreibungsvolumen mit den zulässigen Geboten zuletzt nicht gedeckt werden konnte. Siehe auch § 85a Absatz 2 Satz 2 EEG.

#### 28. Zu Artikel 2 Nummer 50 (§ 39d EEG 2023)

In Artikel 2 ist Nummer 50 wie folgt zu fassen:

,50. § 39d wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird aufgehoben.

b) Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Die Wörter „Absatz 1 und“ werden gestrichen.



- bb) Die Wörter „ , sofern die insgesamt eingereichte Gebotsmenge der zugelassenen Gebote mindestens der ausgeschriebenen Menge des Gebotstermins entspricht“ werden gestrichen.
- cc) Der Doppelpunkt wird durch einen Punkt ersetzt.
- c) Absatz 3 wird aufgehoben.‘

Folgeänderung:

Die Absatzbezeichnung „(2)“ ist zu streichen.

Begründung:

Nach den derzeitigen Regelungen dürfen bei Unterdeckung der ausgeschriebenen Gebotsmengen für Biomasse nur 80 Prozent des gebotenen Volumens bezuschlagt werden (endogene Mengensteuerung). Die Gefahr einer spekulativen Gebotsabgabe in Analogie zu den Ausschreibungen für Wind- und Solaranlagen besteht nicht, weil bei allen Biomasseanlagen die Beschaffung von Biomasse ein nicht unerheblicher Kostenfaktor bleiben wird. Da sämtliche Ausschreibungen für Biomasse seit Jahren weit unterzeichnet sind, wird durch diese Regelungen der Anlagenbestand zusätzlich verringert.

Die endogene Mengensteuerung für Biomasseanlagen sollte deshalb gestrichen werden.

29. Zu Artikel 2 Nummer 52 Buchstabe b (§ 39i Absatz 1a EEG 2023),  
Artikel 17 Nummer 6 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa  
(§ 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 KWKG 2023)

Der Gesetzentwurf ist wie folgt zu ändern:

- a) Artikel 2 Nummer 52 Buchstabe b ist zu streichen.
- b) Artikel 17 Nummer 6 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa ist zu streichen.

Begründung:

Der Ausschluss von Biomethan stellt eine deutliche Verschlechterung im Hinblick auf die angestrebte Dekarbonisierung dar. Die Nutzung des Biomethans in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung ist deutlich effizienter als die vorgesehene Nutzung in Spitzenlastkraftwerken zur alleinigen Stromerzeugung.

Zusätzlich ist hinsichtlich der KWKG-Förderung unklar, wie mit Biomethan-Mischprodukten umgegangen wird. Biomethan ist aber, zum Beispiel bei komplexen industriellen KWK-Anlagen mit Prozessdampferzeugung, derzeit (bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff) die einzige Möglichkeit, um einen entsprechenden Anteil an erneuerbaren Energien nachzuweisen.

30. Zu Artikel 2 Nummer 54 Buchstabe b – neu – (§ 39k EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 54 sind die Buchstaben b bis d durch folgenden Buchstaben b zu ersetzen:

,b) Der bisherige Wortlaut wird durch folgende Absätze ersetzt:

„(1) ... < weiter wie Vorlage >.

(2) ... < weiter wie Vorlage >.

(3) In den Fällen des ... < weiter wie Vorlage in Artikel 2 Nummer 54 Buchstabe d (§ 39k Absatz 4) >“ ‘

Begründung:

Die Bundesregierung plant den Aufbau eines hochflexiblen Anlagenbestandes an Biomethananlagen und lässt die Verstromung von Biomethan nur noch in diesen Anlagen zu. Durch die Streichung des neuen Absatzes 3 wird die zusätzlich bestehende räumliche Beschränkung auf die Südregion aufgehoben. Eine Flexibilisierung der Stromproduktion ist bundesweit erforderlich. Es gibt keinen Grund, sie auf die Südregion zu beschränken.

31. Zu Artikel 2 Nummer 56 (§ 39m Absatz 2 Satz 1 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 56 ist die Angabe „10 Prozent“ durch die Angabe „30 Prozent“ zu ersetzen.

Begründung:

Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW), die nur 876 Volllaststunden (10 Prozent Bemessungsleistung) pro Jahr als Spitzenlastkraftwerke (sogenannte Peaker) betrieben werden, werden in der Regel nicht Strom und Wärme erzeugen, sondern nur Strom für den Ausgleich der volatilen Erzeugung. Die Kosten für Biomasse-BHKW mit Zertifizierung, Wartung etc. sind sehr hoch und machen den Aufwand und die Finanzierung dieser Anlagen ineffizient.

Biomethan-BHKW, die mit 2 628 Vollaststunden (30 Prozent Bemessungsleistung) rund 3,5 Monate (November bis Februar) betrieben werden, können im Winter, wenn der Bedarf nach Strom und Wärme besonders groß ist, bedarfsgerecht erzeugen. Indem neben Strom auch Wärme produziert wird, werden die Gasmärkte entlastet. Eine Erhöhung der Bemessungsleistung macht die Anlagen günstiger, den Betrieb effizienter und dient dem Klimaschutz durch die Erzeugung von Strom und Wärme im Winter. Die Funktion als Spitzenlastkraftwerke kann dabei gleichzeitig mit übernommen werden.

32. Zu Artikel 2 Nummer 57 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa<sub>1</sub> – neu –

(§ 40 Absatz 2 Satz 2 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 57 Buchstabe b ist nach Doppelbuchstabe aa folgender Doppelbuchstabe einzufügen:

,aa<sub>1</sub>) Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Satz 1 ist auf nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 5 Megawatt um mindestens 10 Prozent und bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt um mindestens 3 Prozent erhöht wurde.“ ‘

Begründung:

Um bei bestehenden Wasserkraftanlagen das zusätzlich erschließbare Potenzial stärker ausschöpfen zu können, sollte die Anforderung einer Erhöhung des Leistungsvermögens bei nicht zulassungspflichtigen Modernisierungsmaßnahmen für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt auf 3 Prozent reduziert werden.

Im EEG 2021 werden Erhöhungen des Leistungsvermögens am Bestand nur dann unterstützt, wenn eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme umgesetzt wird. Tatsächlich sind für die meisten Modernisierungsmaßnahmen jedoch keine solchen Zulassungsverfahren erforderlich, so dass es nach § 40 Absatz 2 Satz 2 EEG 2021 einer Erhöhung des Leistungsvermögens von mindestens 10 Prozent bedarf. Bei großen Wasserkraftanlagen ist eine derartige Steigerung aufgrund der bereits bestehenden hohen Ausbau- und Wirkungsgrade jedoch nur in wenigen Fällen realisierbar. Geringere Erhöhungen des Leistungsvermögens sind auf Basis der derzeit gültigen Strompreise und Prognosen aber nicht wirtschaftlich. Im Ergebnis unterbleiben mögliche Ertüchtigungsmaßnahmen. Die Regelung verfehlt für diese Anlagen daher gegenwärtig ihre praktische Wirkung.

Durch ein Absenken der Mindesthöhung könnten für eine Vielzahl von Fällen neue Anreize zur weiteren Steigerung des Leistungsvermögens gesetzt und so der gesetzgeberischen Intention einer Förderung innovativer Bestandsanlagen Ausdruck verliehen werden.

33. Zu Artikel 2 Nummer 57 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb,  
Buchstabe c (§ 40 Absatz 2 Satz 4,  
Absatz 4a EEG 2023)

Artikel 2 Nummer 57 ist wie folgt zu ändern:

- a) Buchstabe b Doppelbuchstabe bb ist zu streichen.
- b) Buchstabe c ist zu streichen.

Begründung:

Die Stromversorgung soll bereits im Jahr 2035 nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen. Der dazu notwendige beschleunigte Ausbau (und Erhalt) der Erzeugungskapazitäten erfordert auch im Bereich der Wasserkraftanlagen verlässliche und kalkulierbare Bedingungen für die Anlagenbetriebszulassung und die wirtschaftliche Betriebsführung für die Dauer der Konzession.

Die vorgesehene Regelung führt zu einer schwer vollziehbaren Verknüpfung von Förderrecht nach dem EEG und dem Wasserrecht nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG). Zudem verursacht die Regelung auch wegen unbestimmter Rechtsbegriffe („in nicht unerheblichem Umfang“) eine unzumutbare wirtschaftliche Unsicherheit für den Anlagenbetreiber, Verzögerungen beim Anlagenbetrieb sowie erheblichen bürokratischen Aufwand.

Dabei erscheint eine Verknüpfung mit dem Förderrecht weder sachgerecht noch erforderlich. Denn Bau und Betrieb einer Wasserkraftanlage erfolgen auf Grundlage einer wasserrechtlichen Zulassung, die bei genehmigungskonformem Betrieb Rechtssicherheit für die Dauer der Konzession gewährleistet. Zeitweise Untersagungen des Betriebs oder der Betriebsweise können im Rahmen des wasserrechtlichen Vollzugs auf Grundlage des Wasserrechts durch die Technische Gewässeraufsicht erfolgen.

Für wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahmen ist die Einhaltung der Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 WHG ohnehin bereits im Rahmen des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens geprüft. Für wasserrechtlich zulassungsfreie Ertüchtigungsmaßnahmen ist hingegen per Definition kein das WHG betreffender Nachweis erforderlich, denn hier handelt es sich um Maßnahmen, die sich nicht auf Art und Ausmaß der Gewässernutzung auswirken.

34. Zu Artikel 2 Nummer 57 Buchstabe d (§ 40 Absatz 5 EEG 2023)

Artikel 2 Nummer 57 Buchstabe d ist wie folgt zu fassen:

„d) Absatz 5 wird aufgehoben.“

Begründung:

Eine Beibehaltung der Degression bei Wasserkraftanlagen würde deren bereits kritische Wirtschaftlichkeit noch weiter verschlechtern. Eine Degression erscheint nicht sachgemäß, denn die Wasserkrafttechnologie ist schon seit langem etabliert und entsprechend technisch ausgereift. Mit einem Wirkungsgrad von rund 85 bis 90 Prozent gehört die Wasserkraft bereits heute zu der effizientesten Form der Stromgewinnung. Anders als etwa bei Windenergie oder der solaren Strahlungsenergie sind keine nennenswerten Kostensenkungen durch technologische Entwicklungssprünge mehr zu erwarten. Es sind auch keine weiteren Kostensenkungspotenziale im Hinblick auf Lern- oder Skaleneffekte ersichtlich. Die Bau- und Unterhaltungskosten werden in den nächsten Jahren aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben zur ökologischen Aufwertung von Gewässern sogar steigen. Die in den nächsten Jahren gemäß der europäischen Wasserrahmenrichtlinie notwendigen Investitionen zur gewässerökologischen Durchgängigkeit stellen die Wasserkraftanlagenbetreiber vor Herausforderungen, die bereits mit den bestehenden Werten kaum zu bewältigen sein werden.

Auch in dem im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellten Erfahrungsbericht gemäß § 97 EEG von Mai 2019 wird empfohlen, die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen, da hier langfristig keine Lerneffekte oder Kostendegressionen zu erwarten sind. Um dieser Empfehlung Rechnung zu tragen, ist der aktuell gültige anzulegende Wert des Jahres 2021 einzufrieren und die Degression für die Zukunft zu streichen.

35. Zu Artikel 2 Nummer 64 (§ 48 Absatz 1 Satz 1,

Absatz 2 Nummer 1,

Nummer 2,

Nummer 2a – neu –,

2b – neu – und 2c – neu –,

Nummer 3,

Absatz 2a EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 64 ist § 48 wie folgt zu ändern:

a) In Absatz 1 Satz 1 ist die Angabe „7,0“ durch die Angabe „8,0“ zu ersetzen.

- b) Absatz 2 ist wie folgt zu ändern:
- aa) In Nummer 1 ist die Angabe „6,93“ durch die Angabe „13,80“ zu ersetzen.
  - bb) In Nummer 2 ist die Angabe „6,85“ durch die Angabe „12,79“ sowie das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.
  - cc) Nach Nummer 2 sind folgende Nummern einzufügen:
    - „2a. bis einschließlich einer installierten Leistung von 100 Kilowatt um 11,17 Cent pro Kilowattstunde,
    - 2b. bis einschließlich einer installierten Leistung von 400 Kilowatt um 10,13 Cent pro Kilowattstunde,
    - 2c. bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 Kilowatt um 9,15 Cent pro Kilowattstunde und“
  - dd) In Nummer 3 ist die Angabe „5,36“ durch die Angabe „8,74“ zu ersetzen.
- c) Absatz 2a ist zu streichen.

Begründung:

Es ist unstrittig, dass die Einspeisevergütung für Gebäude-PV-Anlagen (PV = Photovoltaik) infolge ausschließlich mengengesteuerten Vergütungsdegression nicht mehr kostendeckend und deswegen auf kostendeckendes Niveau anzupassen ist.

Die Einführung einer gesplitteten Einspeisevergütung – für Volleinspeiser in nahezu doppelter Höhe – ist dafür weder zwingend erforderlich noch zielführend.

Im Gegenteil ein solcher Vergütungs-split wäre geeignet, neue Hemmnisse und Fehlanreize zu schaffen, somit den angestrebten PV-Ausbau im Gebäudebereich zu bremsen und die Akteursvielfalt zu beschränken. Die in der Gesetzesbegründung dargelegten Argumente für die Einführung eines gesplitteten Einspeisetarif überzeugen nicht und gehen auf nachteilige Auswirkungen eines solchen gar nicht ein. Der neue Vergütungsansatz erscheint insbesondere – entgegen des in der Gesetzesbegründung postulierten Anreizes für mehr Dach-PV-Anlagen – nicht geeignet, um die knappen Dach- und Gebäudeflächen sowie Fachhandwerkskapazitäten besser auszunutzen. Die mit einem solchen Split induzierten hohen Kostenrisiken verursachen insbesondere in Fällen einer geplanten Nutzung des selbsterzeugten Stroms für Elektromobil und Wärmepumpe vermeidbare Hemmnisse und mindern den Anreiz zur politisch gewünschten Anschaffung einer Dach-PV-Anlage.

Immer wieder wird – so auch in der Gesetzesbegründung – angeführt, nur Volleinspeiser machten „das Dach voll“. Aus Daten zu Eigenverbrauchern ergibt sich jedoch ein gegenteiliges Bild. Innerhalb der letzten Jahre ist die durchschnittliche Größe der gebauten PV-Anlagen mit Eigenverbrauch nachweislich angewachsen. Eigenverbraucher bauen zunehmend größere Anlagen. Der zentrale Antrieb ist dabei der Wunsch, den eigenen Strom im Haushalt zu nutzen. Solche Anlagenkonzepte mit Eigenverbrauch sind aktuell ein Treiber des PV-Ausbaus. Die Anlagen werden vor allem dann größer gebaut, wenn eine weitere Technologie der Sektorkopplung mitgeplant wird, wie eine Wärmepumpe oder ein Ladepunkt für das eigene Elektromobil. Ein doppelt so stark gefördertes Segment für Volleinspeiser erscheint insbesondere bei kleineren PV-Dachanlagen damit völlig überflüssig und hätte erhebliche Auswirkungen. Anlagen bis 25 Kilowatt verfügen über keine Fernsteuerung. Sie würden als Volleinspeiser ungesteuert zur Mittagszeit einspeisen und so die Preise im Großhandel weit ins Negative drücken. Dies verzerrt den Markt massiv für alle, die ihre Erneuerbaren jenseits des EEG wettbewerbsfähig anbieten wollen. Für den Bundeshaushalt ergeben sich so unkalkulierbare Kostenrisiken, weil stets die volle Differenz zwischen dem negativen Marktpreis und der doppelten EEG-Vergütung ausgeglichen werden muss. In der Praxis können die zwei unterschiedlichen Tarife lediglich zu einer Umgehung durch „Doppelanlagen“ führen. Statt einer das gesamte Dach füllenden Eigenverbrauchsanlage mit niedrigem Vergütungsanspruch werden dann zwei Anlagen auf demselben Haus gebaut. Die eine Hälfte des Daches wird mit einer kleinen Eigenverbrauchsanlage belegt. Ein Jahr später wird die zweite Hälfte mit einer Volleinspeisanlage zwecks Anspruchs auf doppelte Vergütung belegt. Dafür braucht es bloß zwei Wechselrichter und zwei Installationstermine. Dies ist hinsichtlich der knappen elektronischen Bauteile, des Fachkräftemangels und der Steuerfinanzierung nicht effizient. Es würde aber mangels Einheit der Tarife vom EEG 2023 angereizt.

36. Zu Artikel 2 Nummer 64 (§ 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstabe b EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 64 sind in § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstabe b die Wörter „eines Anbaus“ durch die Wörter „von Dauergrünland, sofern nicht Natura 2000-Gebiete oder Grünland-Lebensraumtypen nach Anhang I der FFH-Richtlinie betroffen sind, oder in Form“ zu ersetzen.

Begründung:

Dauergrünland sollte nicht pauschal ausgeschlossen, sondern vielmehr explizit berücksichtigt werden. Damit würde die Gebietskulisse erweitert und das Flächenpotenzial erhöht.

Der Ausschluss von Dauergrünland in Natura 2000-Gebieten und von Grünland-Lebensraumtypen außerhalb von Natura 2000-Gebieten wird wie folgt begründet: Die Wahrscheinlichkeit von Konflikten mit Zielen und Verpflichtungen des Arten- und Biotopschutzes ist auf Natura 2000 geschütztem Dauergrünland sehr hoch. Diese Grünländer haben besonders oft einen Status als FFH-Lebensraumtyp, gesetzlich geschützte Biotope oder Habitate besonders geschützter Arten. Diese wenig ertragreichen extensiven Grünlandflächen sind für Eigentümer und Nutzer wirtschaftlich besonders attraktiv für Agri-PV-Standorte. Eine Nutzung als Agri-PV-Fläche ist jedoch regelmäßig mit einer Verschlechterung des Erhaltungszustandes und Flächenverlusten verbunden, die im Falle von Natura 2000-Gebieten und FFH-Lebensraumtypen in der Regel nicht kompensierbar sind, was zwangsläufig zur Verschlechterung von Parametern führt, die an die EU zu berichten sind. Durch die Vorrangstellung der EE-Gewinnung gemäß § 2 EEG-Entwurf besteht die Gefahr, dass die Arten- und Biotopschutzbelange im jeweiligen Einzelfall nur unzureichend zur Geltung gebracht werden können. Die Gefahr von Vertragsverletzungsverfahren ist daher bei einer Förderung von Agri-PV in Natura 2000-Gebieten und auf Grünland-Lebensraumtypen innerhalb und außerhalb von Natura 2000-Gebieten aus systematischen Gründen erheblich, zumal zur unzureichenden systematischen Sicherung der Natura 2000-Gebiete und speziell der Grünland-Lebensraumtypen 6510 und 6520 bereits Vertragsverletzungsverfahren laufen.

37. Zu Artikel 2 Nummer 86 (§ 85c Absatz 1 Satz 3 EEG 2023)

In Artikel 2 Nummer 86 ist § 85c Absatz 1 Satz 3 wie folgt zu fassen:

„Bei der Festlegung der Anforderungen für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe d und § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstabe d wird geregelt, dass die zusätzliche landwirtschaftliche Nutzung der Flächen zum Beispiel für Paludikulturen und die Verwertung des Mähguts zulässig ist.“

Begründung:

Bei Moor-PV-Anlagen sollten Paludikulturen ebenso zulässig sein wie eine (landwirtschaftliche) Verwertung des Mähguts. Damit könnte die Attraktivität für Wiedervernässung und PV-Zubau gesteigert werden.

38. Zu Artikel 3 (§ 22 Absatz 1 EnUG)

In Artikel 3 sind in § 22 Absatz 1 die Wörter „ , wenn die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist“ zu streichen.



Begründung:

Eine Beschränkung sollte vermieden werden, um die in der Begründung dargelegte beabsichtigte Anreizwirkung des § 22 nicht einzuschränken

Der gestrichene Teilsatz ist nicht erforderlich. § 55 regelt die Anforderungen zur Erfassung des Verbrauchs zum Zwecke der Umlagebefreiung im Einzelnen.

Auch die Gesetzesbegründung zu § 22 EnUG lässt keine Argumente erkennen, die der beantragten Streichung entgegenstehen.

39. Zu Artikel 3 (§ 22 EnUG)

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, inwieweit die auf Wärmepumpen beschränkte Privilegierung des § 22 EnUG erweitert werden kann auf weitere Technologien zur Sektorenkopplung im Bereich Power-to-Heat, namentlich auch auf innovative Technologien wie die thermische Bauteilaktivierung (über Power-to-Heat-Lösungen).

Begründung:

Eine Begrenzung der Umlagereduzierung auf Null nach § 22 EnUG auf Wärmepumpen ist nicht innovationsoffen. Insbesondere sollte eine Erweiterung dieses Privilegs auf innovative Technologien wie die thermische Bauteilaktivierung geprüft werden und gegebenenfalls im weiteren Gesetzgebungsverfahren einfließen.

40. Zu Artikel 3 (§ 26 Absatz 2 EnUG)

In Artikel 3 ist in § 26 Absatz 2 das Wort „ohne“ durch das Wort „mit“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Absenkung der Umlagen nach dem EnUG auf Null für den zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbrauchten Strom aus erneuerbaren Energien ist der richtige Ansatz, um den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft anzureizen. Die geplante Ausgestaltung der Anforderungen an Grünen Wasserstoff unter Berücksichtigung europarechtlicher Voraussetzungen schafft Rechtssicherheit und ist daher grundsätzlich zu begrüßen. Die für die Herstellung von Grünem Wasserstoff konkret zu stellenden Anforderungen an den Grünstrom sind jedoch komplexer Natur, stellen einen zentralen Aspekt einer künftigen Umlagebefreiung dar und sollten in der noch zu erlassenden Rechtsverordnung nur mit Zustimmung des Bundesrates festgelegt werden.

41. Zu Artikel 3 (§ 26 Absatz 2 EnUG)

In Artikel 3 sind in § 26 Absatz 2 die Wörter „; hierbei ist auch vorzusehen, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur ungeförderter Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf“ zu streichen.

Begründung:

Vor Erlass einer EU-rechtlichen Definition von Grünem Wasserstoff sollte eine gesetzliche Vorfestlegung auf das Erfordernis „ungeförderter Strom“ vermieden werden. Auch ist der Begriff „ungefördert“ auslegungsbedürftig, da er nicht erkennen lässt, ob ausgeförderte und damit nicht mehr EEG-geförderte Anlagen als Basis für die Produktion Grünen Wasserstoffs in Betracht kommen. Denn für den erfolgreichen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist es unabdingbar, dass auch Bestandsanlagen in die Umlagebefreiung für Grünen Wasserstoff einbezogen werden, da sie die Verfügbarkeit von Grünstrom und damit die Basis für die Produktion von Grünem Wasserstoff erweitern.

42. Zu Artikel 3 (§ 28 Nummer 3,  
§ 29 Absatz 1 Nummer 5 EnUG)

Artikel 3 ist wie folgt zu ändern:

- a) In § 28 Nummer 3 sind nach dem Wort „Landstromanlagen“ die Wörter „selbst verbraucht oder“ einzufügen.
- b) In § 29 Absatz 1 Nummer 5 sind nach dem Wort „wird“ die Wörter „sowie den landseitig bezogenen Strom, der von den Landstromanlagen selbst verbraucht wird“ einzufügen.

Begründung:

Der Bundesrat begrüßt die Vereinheitlichung und Vereinfachung der Umlagenbegünstigung im EnUG. Mit der Überführung des § 65b EEG 2021 in § 39 EnUG werden erstmals alle im EnUG geregelten Umlagenbegünstigungen für Landstromanlagen zur Versorgung von Seeschiffen während der Liegezeit im Hafen genutzt.

Durch die vorgeschlagene Ergänzung wird die derzeit künstliche Trennung zwischen dem Eigenverbrauch der Landstromanlage und der Lieferung an Schiffe abgeschafft. Das Beibehalten der aktuellen Regelung würde unnötige Komplexität in den Abrechnungsprozessen schaffen, da die Grundlast der An-

lage separat ausgewiesen werden müsste und für diese Grundlast sowohl keine Begrenzung der Umlagen als auch kein reduzierter Energiesteuersatz anwendbar wäre. Dies entspricht grundsätzlich nicht dem Zweck der Regelung, Landstromanlagen zu entlasten. Insofern ist auch der von der Anlage verbrauchte Strom von der Umlagenbegünstigung zu umfassen.

43. Zu Artikel 3 (§ 39 Absatz 1 Nummer 3 EnUG)

In Artikel 3 ist § 39 Absatz 1 Nummer 3 zu streichen.

Folgeänderungen:

In Artikel 3 ist § 39 Absatz 1 wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 1 ist das Komma durch das Wort „und“ zu ersetzen.
- b) In Nummer 2 ist das Wort „und“ durch einen Punkt zu ersetzen.

Begründung:

Die erwünschte Begünstigung der Landstromanlage besteht unabhängig von einem jährlichen Mindeststromverbrauch von 100 Megawattstunden pro Jahr.

Derzeit stehen kaum belastbare Daten hinsichtlich des Verbrauchs der Landstromanlagen zur Verfügung. An verschiedenen Standorten befinden sich derzeit Landstromanlagen im Bau oder sind noch nicht lange in Betrieb. Die reguläre Versorgung der Schiffe über Landstromanlagen setzt einen Integrationstest für jedes zu versorgende Schiff voraus. Hierfür sind unter Umständen mehrere Schiffsanläufe erforderlich, die in Abhängigkeit von den Anlaufintervallen einen längeren Zeitraum erforderlich machen können, bis eine Anlage wirklich genutzt wird. Es besteht das begründete Risiko, dass die geforderte Verbrauchsmenge in Höhe von 100 Megawattstunden pro Jahr insbesondere zu Beginn nicht bei allen Anlagen erreicht werden kann.

Landstromanlagen befinden sich derzeit noch in der Markteinführung. Dies gilt insbesondere für die Containerschifffahrt, wo derzeit im Hamburger Hafen die ersten Anlagen in Deutschland errichtet werden. Entsprechend werden technische Prozesse noch optimiert sowie Abnahmevereinbarungen mit Reedereien sukzessive geschlossen. Jede Strommenge, die von Landstromanlagen geliefert oder verbraucht wird, sollte von den Umlagenreduzierungen profitieren, da dies zu einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit, einer höheren Abnahme und damit einer Reduzierung der Emissionen von Seeschiffen beiträgt. Ein sinnvoller Schwellenwert könnte definiert werden, wenn sich die Landstromversorgung europaweit etabliert hat.

**44. Zu Artikel 3 (§ 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 – neu – EnUG)**

In Artikel 3 ist § 52 Absatz 2 Satz 1 wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 3 ist das Wort „und“ zu streichen.
- b) In Nummer 4 ist der Punkt am Ende durch das Wort „ , und“ zu ersetzen.
- c) Folgende Nummer ist anzufügen:

„5. Bei Wärmepumpen, die neben Strom aus dem Netz auch selbsterzeugten Strom zur Wärmeerzeugung verwenden, ist der Netzbezug nach § 46 Absatz 2 Ziffer 3 als Schätzung vom Verbrauch selbsterzeugten und nicht eingespeisten Stroms für die Wärmepumpe abzugrenzen.

Die Schätzung der Höhe des umlagepflichtigen Netzbezugs der Wärmepumpe ergibt sich aus dem gemessenen Gesamtverbrauch der Wärmepumpe vermindert um den geschätzten Anteil des durch die Wärmepumpe verbrauchten selbsterzeugten Stroms. Dieser Anteil wird für den Zweck dieser Schätzung als genauso groß angenommen wie der Anteil des Verbrauchs des selbsterzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch. Der vom gemessenen Gesamtverbrauch zur Schätzung des Netzbezugs der Wärmepumpe abzuziehende Verbrauch von selbsterzeugtem Strom ergibt sich durch Multiplikation des Gesamtverbrauchs mit dem Anteil des Verbrauchs des selbsterzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch.“

**Begründung:**

Der Vorschlag zielt darauf ab, den Anreiz für den Umstieg auf energieeffiziente Wärmepumpentechnologie auf weitere Wärmepumpennutzungsfälle auszuweiten.

Dazu soll für möglichst viele Nutzungsfälle von Wärmepumpen dieser Anreiz wirksam gemacht werden, auch für Wärmepumpen, die neben Netzstrom auch selbsterzeugten Strom zur Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen nutzen.

Mit der vorgeschlagenen Ergänzung von § 52 durch eine neue Nummer 5 wird dazu der Grundsatz der Schätzung zu Bestimmung des Netzbezugs im Falle der Eigenstromnutzung für die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen festgeschrieben sowie der gemessene Gesamtstromverbrauch und der Eigenstromversorgungsanteil als Ausgangswerte der Schätzung bestimmt.

Damit können auch Wärmepumpen, die über den allgemeinen Hausanschluss sind und gegebenenfalls zum Eigenverbrauch aus PV-Anlagen (PV=Photovoltaik) beitragen, in den Genuss einer Umlagebefreiung nach § 52 durch Abgrenzung des Netzbezuges vom selbsterzeugten und selbstverbrauchten Strom

auf dem Wege der Schätzung kommen. Solche Anlagen sind typischerweise kleine, nachgerüstet Anlagen, für die ein separater Anschluss wegen hoher Kosten in der Regel nicht in Frage kommt.

45. Zu Artikel 11 Nummer 1a – neu – (§29 Absatz 1 Nummer 2, Absatz 2 Nummer 2 MsbG)

In Artikel 11 ist nach Nummer 1 folgende Nummer 1a einzufügen:

,1a. § 29 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Nummer 2 wird die Angabe „7“ durch die Angabe „10“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 Nummer 2 wird die Angabe „7“ durch die Angabe „10“ ersetzt.

Begründung:

Diese Änderung unterstützt den in der Gesetzesbegründung proklamierten Anreiz zur Errichtung von PV-Anlagen (PV=Photovoltaik) auf Dächern. Die vorgeschlagenen Änderungen sind ein Element das noch zu große Teilen brachliegende Potenzial kleiner Dachflächen für den EE-Ausbau für die Nutzung zum PV-Ausbau attraktiver machen. Daneben dient die Änderung der grundsätzlich angestrebten Förderung der Akteursvielfalt. Sie ist auch geeignet den Weiterbetrieb und das Repowering kleiner ausgeförderter Anlagen anzureizen und so deren Beitrag zu verstetigen. Der vorgeschlagenen Änderung stehen keine technischen Gründe entgegen. Die Wahl der installierten Leistung von 7 Kilowatt als Freigrenze in § 29 ist Ergebnis einer Abwägung auf der Basis von Informationen über Preis, Kosten und Nutzen aus der Zeit vor dem Pariser-Abkommen. Das lässt sich der BR-Drucksache 543/15 (siehe Seite 2) entnehmen.

Entgegen der damals getroffenen Abwägung ist es für Anlagen kleiner 10 Kilowatt unter den ab 2023 für neue und ausgeförderter Anlagen dieser Klasse zu erwartenden Erträge regelmäßig eher nicht zu erwarten, dass der Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen im Sinne § 31 wirtschaftlich vertretbar sein kann. Auch das in der oben genannten Drucksache beschriebene „stark wachsende Systemnutzenpotenzial ab einer Anlagengröße von 7 Kilowatt installierter Leistung“ erscheint heute nicht mehr nachvollziehbar.

46. Zu Artikel 12 Nummer 1 (§ 31 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 WHG)

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren um Klarstellung in Artikel 12, ob der Ausschluss des § 2 EEG bei der Prüfung des § 31 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 WHG nur für die Errichtung von Wasserkraftanlagen gilt oder auch, wie es der Gesetzeswortlaut nahe legt, für andere Erneuerbare-Energien-Projekte. Dies sollte in der Begründung zu Artikel 12 Nummer 1 genauer ausgeführt werden.

47. Zu Artikel 12 Nummer 3 (§ 36 Absatz 3 Nummer 2 WHG)

In Artikel 12 Nummer 3 sind in § 36 Absatz 3 Nummer 2 nach den Wörtern „erheblich veränderten Gewässer,“ die Wörter „das nicht in einem Natura 2000-Gebiet liegt,“ einzufügen.

Begründung:

Aus fachlichen, rechtlichen und verwaltungspraktischen Gründen sollten aus der Kulisse für Floating-PV nicht nur Naturschutzgebiete und Nationalparke, sondern auch Natura 2000-Gebiete von vornherein ausgenommen werden.

Die Wahrscheinlichkeit von Konflikten mit Zielen und Verpflichtungen des Arten- und Biotopschutzes ist in Natura 2000-Gebieten ungleich höher als außerhalb dieser Gebiete. Der Verlust an offener Wasserfläche stellt eine wesentliche Beeinträchtigung des Lebensraums erhaltungszielrelevanter Arten in Vogelschutz- und FFH-Gebieten dar. Mögliche Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele in FFH-Gebieten wären beispielsweise gegeben beim Lebensraumtyp (LRT) nach Anhang I FFH-Richtlinie 3150 (Eutrophe Stillgewässer, die beispielsweise auch in künstlichen Gewässern auftreten können) oder beim Habitat der Teichfledermaus (Anhang II FFH-RL) oder auch für charakteristische Arten, darunter zum Beispiel Insekten.

Nach § 2 EEG-Entwurf liegt die Errichtung und der Betrieb jeder einzelnen EE-Anlage und damit jedes einzelnen PV-Moduls im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Nach derzeitigem Erkenntnisstand bedeutet dies, dass im Rahmen der europarechtlich gebotenen artenschutzrechtlichen Ausnahmeentscheidung nach § 45 Absatz 7 BNatSchG sowie der Ausnahmeentscheidung im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung ein Ausnahmetatbestand gegeben ist und die Belange der Erneuerbaren Energien (EE) in der Ermessensentscheidung als überragender Belang zu berücksichtigen sind, so dass die Ausnahme wohl in der Regel zugelassen wird. Zwar ist damit nicht bereits einseitig zugunsten der EE vorabgewogen, der EE-Gewinnung wird aber eine gewisse Vorrangstellung eingeräumt, wodurch in Natura 2000-Gebieten auch wegen der bisher noch nicht ausreichend vorhandenen Kenntnisse über die ökologischen Auswirkungen von

Floating-PV die Gefahr besteht, dass die Arten- und Biotopschutzbelange im jeweiligen Einzelfall nur unzureichend zur Geltung gebracht werden können. Dies gilt insbesondere auch im Hinblick auf die Schaffung des erforderlichen Kohärenzausgleichs, da eine Neuschaffung entsprechender Habitats eher nicht realisierbar erscheint. Auch hier wäre bei einer Förderung von Floating-PV innerhalb von Natura 2000-Gebieten die Gefahr von Vertragsverletzungsverfahren erheblich, zumal zur unzureichenden Sicherung von FFH-Gebieten bereits ein Vertragsverletzungsverfahren läuft.

Insoweit ist es aus Gründen einer Konfliktminimierung gerechtfertigt, die Kulisse von vornherein entsprechend zu verengen und die Etablierung von Floating-PV zunächst auf entsprechend konfliktarme Wasserflächen außerhalb von Natura 2000-Gebieten zu lenken.

48. Zu Artikel 12 Nummer 3 (§ 36 Absatz 3 Nummer 2 WHG)

In Artikel 12 Nummer 3 ist § 36 Absatz 3 Nummer 2 wie folgt zu ändern:

- a) Buchstabe a ist zu streichen.
- b) In Buchstabe b ist die Angabe „50“ durch die Angabe „15“ zu ersetzen.

Begründung:

Um ausreichend Gebote für die deutlich erhöhten Ausschreibungsmengen im Bereich der Solarenergie (des ersten Segments) zu ermöglichen und somit eine wettbewerbliche Förderung zu gewährleisten, ist die zulässige Flächenkulisse von zentraler Bedeutung. Zur Erweiterung dieser Flächenkulisse im ersten Segment der Solarenergie werden in diesem Gesetzentwurf (Artikel 2 Nummer 38 (§ 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe j EEG 2023) und Artikel 2 Nummer 64 (§ 48 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2023)) auch Gewässer aufgenommen. Diese Erweiterung wird auf künstliche und erheblich veränderte Gewässer im Sinne des § 3 Nummer 4 und 5 des Wasserhaushaltsgesetzes begrenzt (Artikel 12 Nummer 3), welche insbesondere kleinere Gewässer wie Baggerseen und Tagebauseen einschließen. Die zusätzlichen Anforderungen in Artikel 12 Nummer 3 (§ 36 Absatz 3 Nummer 2 WHG) definieren einen Mindestabstand vom Ufer von 50 Metern und begrenzen die Bedeckung der Gewässeroberfläche durch die PV-Anlage auf maximal 15 Prozent.

Schon die Beschränkung der Flächenkulisse auf künstliche und erheblich veränderte Gewässer wirkt deutlich einschränkend auf diese innovative Form der PV-Nutzung. Die zusätzlichen Einschränkungen bezüglich Mindestabstand zum Ufer und maximaler Bedeckung der Gewässeroberfläche reduzieren das Potenzial deutlich und erhöhen die Stromgestehungskosten dieser Technologie. Damit gefährden sie die Wirtschaftlichkeit vieler geplanter Floating-PV-Anlagen, da sich zum einen die Anlagengröße und damit der potenzielle Ertrag reduziert, und zum anderen der Mindestabstand auch zu einer deutlich längeren Strecke zum Anschlusspunkt an Land führt, sodass dem verringerten Ertrag auch noch in Relation steigende Kosten gegenübergestellt werden.

Vor dem Hintergrund, dass die zulässige Gewässerkulisse insbesondere kleinere Gewässer wie Baggerseen und Tagebauseen beinhaltet, sind die zusätzlichen Einschränkungen nicht sachgerecht, da sie den Ausbau von Floating-PV auf vielen kleinen künstlichen und erheblich veränderten Gewässern faktisch ausschließen. Auch gilt es zu beachten, dass diese Gewässer bisher als bauliche Anlagen beziehungsweise Brachflächen galten und somit bereits in der für die Förderung zulässigen Flächenkulisse enthalten waren und im Einklang mit der Genehmigungsbehörde beplant werden konnten.

Ein minimaler Uferabstand von 15 Metern anstatt den genannten 50 Metern wird als ausreichend eingeschätzt. Der Mindestabstand soll den Uferbereich schützen, was grundsätzlich zu begrüßen ist. Da bei vielen Tagebauseen die Uferlinie jedoch steil abfällt, reichen 15 Meter in der Regel aus, damit sich die Anlagen außerhalb der Flachwasserzone des Uferbereichs befinden.

Von einer pauschalen Begrenzung auf einen Anteil der belegbaren Gewässerfläche sollte abgesehen werden. Dies lässt sich im Einzelfall mit konkretem Projektbezug zielgerichteter bewerten.

49. Zu Artikel 13 Nummer 2a – neu – und  
Nummer 2b – neu – (§ 12a Nummer 2 und  
§ 12b Nummer 2 EEV)

In Artikel 13 sind nach Nummer 2 folgende Nummern 2a und 2b einzufügen:

- „2a. § 12a Nummer 2 wird aufgehoben.
- 2b. § 12b Nummer 2 wird aufgehoben.“

Begründung:

Das Ziel der Anschlussförderung von Güllekleinanlagen besteht in Übereinstimmung mit dem Maßnahmenprogramm Klimaschutz 2030 im Erhalt und der Erhöhung des Anteils der Güllevergärung. Die Anschlussförderung ist auf eine Größenordnung bis 150 Kilowatt installierter Leistung beschränkt, die bereits am 31. März 2021 einzuhalten war.

Viele Biogasanlagen insbesondere in den neuen Bundesländern sind auf Grund höherer Tierbestände pro Stallanlage und anteiliger Vergärung von Energiepflanzen größer als 150 Kilowatt installierte Leistung. Sie können trotz Verkleinerung der installierten Leistung auf maximal 150 Kilowatt und Einhaltung aller anderen Bedingungen (Downsizing) nicht an der Anschlussförderung teilnehmen, weil sie zum Stichtag 31. März 2021 eine höhere installierte Leistung hatten.

Diese Stichtagsregelung ist nicht verständlich und sollte aufgehoben werden. Ein Erhalt und eine Erhöhung der Güllevergärung ohne Möglichkeit des Downsizings wird anderenfalls auf Grund regional unterschiedlicher Strukturen des Biogasanlagenbestandes in Frage gestellt.



50. Zu Artikel 13 Nummer 2c – neu – (§ 12c Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a, Buchstabe b EEV)

In Artikel 13 ist nach Nummer 2 folgende Nummer einzufügen:

- 2c. § 12c Absatz 1 Nummer 2 wird wie folgt geändert:
- a) In Buchstabe a wird die Angabe „15,5“ durch die Angabe „18“ ersetzt.
  - b) In Buchstabe b wird die Angabe „7,5“ durch die Angabe „17“ ersetzt.

Begründung:

Die Vergärung von Gülle in Kleinanlagen dient dem Klimaschutz in zweifacher Hinsicht: Zum einen durch die Erzeugung von Strom und Wärme und zum anderen durch die Vermeidung von Methanemissionen. Dieser Klimabeitrag und der Beitrag zur Akteursvielfalt bestehender Güllekleinanlagen sollte erhalten bleiben und gestärkt werden, indem die Regelung für Bestandsanlagen nach § 12c EEV an die Regelung für neue Güllekleinanlagen gemäß § 44 EEG 2023 angeglichen wird.

Mit der Angleichung können zudem die erheblichen nachträglichen Investitionen bestehender Anlagen zur Anpassung an zahlreiche neue gesetzliche Regelungen, wie unter anderem die Technischen Anleitung Luft (TA Luft), Technische Regel für Anlagensicherheit (TRAS 120) und Anlagenverordnung für wassergefährdender Stoffe (AwSV), besser bewältigt werden.

51. Zu Artikel 17 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

- a) Der Bundesrat unterstreicht die enorme Bedeutung eines zügigen Ausbaus der erneuerbaren Energien, sowohl mit Blick auf den Klimaschutz als auch vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Entwicklungen. Gleichzeitig hebt der Bundesrat hervor, dass neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch ein Zubau an Speicher- und weiteren Erzeugungskapazitäten erforderlich ist, mit denen die Stromerzeugung aus Wind und Sonne jederzeit flexibel ergänzt werden kann. Der Bundesrat ist überzeugt, dass das im Rahmen des vorliegenden Artikelgesetzes aufgegriffene Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) hierfür ein zentraler Baustein ist.

- b) Der Bundesrat stellt fest, dass mit dem Kohleersatzbonus in § 7c des KWKG ein wichtiges Instrument besteht, um die Umstellung von kohlebetriebenen KWK-Anlagen auf emissionsärmere Brennstoffe zu fördern und gleichzeitig die Fortnutzung von KWK-Anlagen im Zuge des Kohleausstiegs abzusichern. Dabei hält der Bundesrat es grundsätzlich für angemessen, dass die Gewährung des Bonus für neue KWK-Anlagen an die zeitnahe Stilllegung der bisherigen kohlebetriebenen Anlagen geknüpft ist, da auf diese Weise die klimapolitische Wirkung des Förderinstruments abgesichert wird.
- c) Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen in Russland und der Ukraine kommt der Bundesrat jedoch zu dem Schluss, dass der Zeitrahmen für die endgültige Stilllegung der kohlebetriebenen Altanlagen im Einzelfall noch einmal geprüft werden sollte. So kann es unter Umständen sinnvoll sein, kohlebetriebene KWK-Anlagen länger als ursprünglich vorgesehen betriebsbereit zu halten, um für den kommenden Winter über eine Reserve zu verfügen, mit der die Versorgung von angeschlossenen Wärmenetzen und -kunden im Fall von ausbleibenden Gaslieferungen abgesichert werden kann.
- d) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung daher, die Regelungen für kohlebetriebene KWK-Anlagen, die durch Gas-KWK ersetzt werden, zu überprüfen und so anzupassen, dass die Betreiber ihre Anlagen während des gesamten Winters 2022/2023 in Reserve halten können, ohne dabei ihren Anspruch auf den Kohleersatzbonus zu verlieren. Dabei weist der Bundesrat ausdrücklich darauf hin, dass eine mögliche Weiternutzung der Anlagen unbedingt auf das zum Erhalt der Versorgungssicherheit erforderliche Minimum zu begrenzen ist, um die mit dem Kohleersatzbonus verbundenen klimapolitischen Ziele nicht zu gefährden.

Begründung:

In § 7c Absatz 1 Satz 2 des KWKG ist geregelt, dass der Kohleersatzbonus nur dann gewährt wird, wenn die zu ersetzende KWK-Anlage innerhalb von zwölf Monaten vor oder nach Aufnahme des Dauerbetriebs der neuen KWK-Anlage endgültig stillgelegt wird. Für Anlagenbetreiber, die sich aktuell im Umstellungsprozess von Kohle auf Gas befinden und ihre neuen KWK-Anlagen bereits in Betrieb genommen haben, kann sich damit die Situation ergeben, dass die alten Anlagen in Kürze endgültig stillgelegt werden müssen und damit im Winter 2022/2023 nicht mehr als Reserve zur Verfügung stehen würden. Mit

Blick auf die aktuellen Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit könnte eine längere Verfügbarkeit der Anlagen unter Umständen jedoch wichtig werden, um im kommenden Winter auch im Fall von ausbleibenden Gaslieferungen die Versorgung angeschlossener Wärmenetze jederzeit gewährleisten zu können. Daher sollten die Regelungen zur Gewährung des Kohleersatzbonus für kohlebetriebene KWK-Anlagen, die durch Gas-KWK ersetzt werden, entsprechend geprüft und angepasst werden.

52. Zu Artikel 17 Nummer 19 (§ 27 Absatz 2 Satz 1 KWKG 2023)

In Artikel 17 Nummer 19 sind in § 27 Absatz 2 Satz 1 die Wörter „150 Millionen Euro“ durch die Wörter „300 Millionen Euro“ zu ersetzen.

Begründung:

Mit der vorgeschlagenen Änderung soll das Ziel unterstützt werden, ein neues KWK-Design anzureizen, in dem KWK-Systeme perspektivisch ausschließlich weit überwiegend stromgeführt eingesetzt werden. Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Zuschlagszahlungen in Höhe von maximal 150 Millionen Euro werden als nicht ausreichend angesehen. Demzufolge müssen die Mittel aufgestockt werden, damit bestehende Anlagen umgerüstet und mit zusätzlichen Speichern ausgestattet werden, um die nötige Flexibilität sicher zu stellen.

Es sollte in Erwägung gezogen werden, dass mit einem Neubau eine Verpflichtung zur Installation von Speichern oder alternativen Systemen gefordert wird, die eine ausreichend große Kapazität haben, um die Wärmeversorgung auch über einen längeren Zeitraum sicher zu stellen.

53. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt die Vorlage des Gesetzentwurfs, der erstmals ein Zeit- und Mengengerüst für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Hinblick auf das Ziel der Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035 schafft und dabei auch dem steigenden Strombedarf Rechnung trägt. Die Festlegung der Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen erfolgt im Hinblick auf dieses Ziel.
- b) Den Erfordernissen eines raschen Handelns zur Erreichung der Klimaziele und der neuen energiepolitischen Realität seit Beginn des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine wird Rechnung getragen, indem das überragende öffentliche Interesse am Ausbau der erneuerbaren

Energien festgestellt wird. Der Bundesrat begrüßt, dass im Gesetzentwurf festgestellt wird, dass der beschleunigte Zubau im Interesse der öffentlichen Sicherheit liegt. Dies ersetzt nicht die konkrete Abwägungsentscheidung vor Ort, die der Bedeutung anderer Schutzgüter Rechnung trägt. Der Bundesrat begrüßt, dass der Bund parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien ein umfangreiches Artenschutzprogramm plant. Er bittet den Bund darum, die Länder bei der Ausgestaltung der Eckpunkte zur Vereinbarkeit von Windkraftausbau und Artenschutz zu beteiligen. Es ist darauf zu achten, dass im Sinne eines einheitlichen Ansatzes für Klima, Umwelt und Naturschutz wichtige Belange nicht gegeneinander ausgespielt werden.

- c) Damit der geplante beschleunigte Ausbau gelingt, der einen wesentlichen Beitrag zur Energiesouveränität und zum Erreichen der Klimaziele leisten wird, bedarf es zeitnah weiterer gesetzlicher Regelungen, beispielsweise zum Abbau von Hemmnissen, zur Aktivierung von Flächenpotenzialen und zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, sowie der Beseitigung von personellen Engpässen. Dem muss das anstehende „Sommerpaket“ Rechnung tragen.

#### Zum Gesetzentwurf im Einzelnen

- d) Der Abbau von Hemmnissen im Bereich der Photovoltaik (PV) wird begrüßt, so zum Beispiel die Abschaffung des 500 Megawatt-Deckels bei Mieterstrom oder die Anhebung der Schwellenwerte für die Pflicht zur Ausschreibungsteilnahme. Gleichzeitig gilt es im Hinblick auf die Potenziale der PV zeitnah weitere Vereinfachungen und Anpassungen vorzunehmen. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung zu prüfen, wie die vornehmliche Nutzung von bereits versiegelten Flächen für den PV-Ausbau vorangetrieben werden kann. Bei den Freiflächen sollte zur Entschärfung von Nutzungskonflikten eine teilweise Öffnung von Grünland für Agri-PV erfolgen. Konkrete Vorgaben und Nutzungsmöglichkeiten für Moor-PV sollten sowohl der landwirtschaftlichen Inwertsetzung als auch der dauerhaften Sicherung als CO<sub>2</sub>-Senken Rechnung tragen.
- e) Die geplante bundesweite Solarpflicht für bestimmte Dachflächen, welche der Bundesrat ausdrücklich befürwortet, sollte so ausgestaltet werden, dass eine Förderung über das EEG weiterhin möglich ist. In den Bereichen Mieterstrom und Bürgerenergie können zeitnahe weitere Anpassungen, etwa die Anhebung der Schwelle für die Ausschreibungspflicht für große

Dachanlagen bei Bürgerenergieprojekten, dazu beitragen, Potenziale für die Stromerzeugung zu aktivieren und Bürgerinnen und Bürgern Möglichkeiten zu eröffnen, an der damit verbundenen Wertschöpfung zu partizipieren.

- f) Dem Ausbau der Windenergie an Land können die Regelung zur Förderung der Bürgerenergie mit bis zu 18 ausschreibungsfreien Megawatt und die finanzielle Beteiligung der Standortkommunen neuen Schub verleihen und durch die Verankerung der Projekte vor Ort einen Beitrag zur Akzeptanz leisten. Die Erhöhung der Zahl der Ausschreibungstermine vereinfacht das Projektmanagement. Die Anpassung des Referenzertragsmodells kann insbesondere im Süden zu einem verstärkten Ausbau beitragen.
- g) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung auf eine zeitnahe Klärung der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit regionaler Steuerungsinstrumente („Südquote“) hinzuwirken.
- h) Bei der Biomassenutzung wird die Verlängerung des Zeitraums, in dem der Wechsel in ein neues Vergütungssystem erfolgen kann, ebenso begrüßt wie die neuen Anforderungen und Möglichkeiten an Einsatzstoffen. Analog zu anderen Technologien sollte auch hier die Abschaffung der endogenen Mengensteuerung erfolgen.
- i) Die Bundesregierung wird gebeten zu prüfen, inwieweit die Förderung innovativer Konzepte mit wasserstoff-basierter Stromspeicherung zwingend über das EEG erfolgen sollte, oder ob eine vergleichbar sachgerechte Förderung effizienter außerhalb des EEG gelingen kann. Hinsichtlich des konkreten Vorschlags für die Onsite-Umwandlung und Speicherung gibt es eine Reihe von bislang ungelösten Fragen. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, effizientere beziehungsweise systemdienlichere Alternativen hierfür zu prüfen und im Anschluss unter Einbeziehung der Länder möglichst bald auf den Weg zu bringen.
- j) Die Einführung des Erfordernisses der Umstellung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf „Wasserstoff-ready“ wird begrüßt. Voraussetzung für einen erfolgreichen Markthochlauf ist eine rechtssichere Definition von Grünem, aus erneuerbaren Energien hergestelltem Wasserstoff. Bei der geplanten Verordnung zur Definition der Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff bittet der Bundesrat die Bundesregierung, die Länder einzubeziehen.

- k) Weiterhin bittet der Bundesrat die Bundesregierung, die Länder bei der geplanten Überprüfung der Finanzierungsinstrumente und einer möglichen Förderung über andere Instrumente als die gleitende Marktprämie umfassend zu beteiligen.
- l) Die Zusammenführung und Vereinheitlichung der noch verbleibenden Umlagen (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)- und Offshore-Netzumlage) wird begrüßt, ebenso die Entbürokratisierung der BesAR. Falls von Seiten des Bundes weitere Entlastungen von Verbraucherinnen und Verbrauchern oder Unternehmen ins Auge gefasst werden, sind aus Sicht des Bundesrates gezielte Entlastungen von einkommensschwachen Haushalten sowie von den staatlich induzierten Preisbestandteilen beim Strom vorrangig vor der Entlastung fossiler Energieträger in den Blick zu nehmen. Insbesondere bei den Netzentgelten besteht umfassender Reformbedarf hinsichtlich Verteilungswirkungen, Anreizen zur Sektorkopplung, regionaler Unterschiede sowie Anreizen für systemdienliches Verhalten.
- m) Die vorgesehenen Änderungen zur Stromkennzeichnung und zu den Herkunftsnachweisen werden begrüßt, da sie zu Vereinfachungen im Stromhandel führen. Es werden allerdings keine neuen Anreizstrukturen geschaffen. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, weitere Reformmöglichkeiten der Grünstromkennzeichnung und -vermarktung zu prüfen. Dabei muss das Doppelvermarktungsverbot erhalten bleiben.

#### 54. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass der EEG-Finanzierungsbedarf gemäß Gesetzentwurf vollständig aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“ ausgeglichen werden soll. Aus Sicht des Bundesrates ist es von zentraler Bedeutung, dass die Bundesregierung, im Sinne der Planungssicherheit der Unternehmen und der privaten Verbraucherinnen und Verbraucher, die Finanzierung der erneuerbaren Energien über Mittel des Bundes dauerhaft sicherstellt. Dies ist im Gesetzentwurf nicht hinreichend erkennbar. Der Bundesrat fordert daher, in dem Gesetz die dauerhafte EEG-Finanzierung über Bundeszuschüsse rechtlich verbindlicher festzulegen.

- b) Der Bundesrat weist darauf hin, dass die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Regelungen mit Planungsunsicherheiten und Bürokratieaufwand für energieintensive Unternehmen verbunden sind. Die Option, dass die EEG-Förderung teilweise oder ganz weiter über die EEG-Umlage finanziert wird, bleibt weiterhin bestehen. Insbesondere sollten die energieintensiven Unternehmen daher mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf zur Antragsfrist für die Beantragung der Begrenzung der Umlagen im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung Kenntnis darüber haben, ob die Zahlungen des Bundes aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ den EEG-Finanzierungsbedarf vollständig decken.

Begründung:

Die Preise auf den Energiemärkten haben sich bereits im vergangenen Jahr deutlich erhöht. Mit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine hat sich die Situation an den Energiemärkten jedoch weiter verschärft. Dies führt zu erheblichen Unsicherheiten bei den Marktteilnehmern und im Ergebnis zu weiter hohen Energiepreisen.

Dies belastet Verbraucherinnen und Verbraucher, insbesondere die einkommensschwachen Haushalte, sowie die Wirtschaft weiter in erheblichem Maße. Für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland stellen die steigenden Energiepreise zudem eine massive Belastung im internationalen Wettbewerb dar, da sich die Preise nicht in allen Regionen der Welt gleichermaßen entwickeln.

Vor diesem Hintergrund wird begrüßt, dass nach § 6 Absatz 1 EnUG des vorliegenden Gesetzentwurfs der EEG-Finanzierungsbedarf vollständig aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ ausgeglichen werden soll. Allerdings wird die vollständige Finanzierung der EEG-Förderung über Mittel des Bundes nicht verbindlich festgelegt. Die Option, dass die EEG-Förderung teilweise oder ganz weiter über die EEG-Umlage finanziert wird, bleibt weiterhin bestehen. So besteht nach § 6 Absatz 2 EnUG kein Anspruch auf Zahlungen aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“.

Aus Sicht der energieintensiven Unternehmen bedeutet dies eine Planungsunsicherheit. Diese wird dadurch verstärkt, dass nach dem aktuellen Gesetzentwurf erst zum 20. Oktober eines Jahres feststeht, ob die Bundeszuschüsse ausreichend sind, um den EEG-Finanzierungsbedarf für das kommende Kalenderjahr vollständig zu decken. Die Antragsstellung zu Begrenzung der Umlagen muss jedoch nach § 40 EnUG zeitlich früher erfolgen. Dies könnte dazu führen, dass ein erheblicher höherer Bürokratieaufwand bei den Unternehmen entsteht, da viele Unternehmen vorsorglich Anträge zur Begrenzung der Umlagen stellen müssten, um eine theoretisch mögliche vollständige Zahlung der EEG-Umlage rechtssicher auszuschließen.

## 55. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass die dauerhafte Beendigung der EEG-Förderung über den Strompreis ein wichtiger Schritt ist, um Verbraucherinnen und Verbraucher zu entlasten und die Sektorenkopplung voranzutreiben. Angesichts der stark gestiegenen Preise an den Energiemärkten in den letzten Monaten sind jedoch weitere Maßnahmen notwendig, um einem ungebremsten Strompreisanstieg entgegenzuwirken.
- b) Nach Auffassung des Bundesrates sollte der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis weiter konsequent abgebaut werden. Ein im Vergleich zu anderen Energieträgern niedriger Strompreis kann auch dazu beitragen, die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern schneller zu reduzieren. Denn strombasierte Anwendungen, zum Beispiel im Wärme- und Verkehrssektor, sind oftmals deutlich effizienter und erfordern einen geringeren Primärenergieeinsatz.
- c) Aus Sicht des Bundesrates sollte neben dem Finanzierungsbedarf für die erneuerbaren Energien ab dem 1. Januar 2023 auch der Finanzierungsbedarf zum Ausgleich der Offshore-Anbindungskosten aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“ ausgeglichen werden. Eine Finanzierung der Offshore-Anbindungskosten über Mittel des Bundes wäre vor dem Hintergrund der bereits beschlossenen Finanzierung der erneuerbaren Energien über Mittel des Bundes aus Sicht des Bundesrates konsequent und mit vertretbarem zusätzlichem Aufwand darstellbar.
- d) Weiterhin sollte aus Sicht des Bundesrates die Stromsteuer sowohl für private Haushalte als auch für die Wirtschaft dauerhaft auf das europäische Mindestmaß gesenkt werden. Die Bundesregierung wird gebeten, hierzu noch in diesem Jahr eine Novelle des Stromsteuergesetzes auf den Weg zu bringen.

### Begründung:

Dass die EEG-Förderung über den Strompreis beendet werden soll, ist ein erster wichtiger Schritt zur Entlastung von privaten und gewerblichen Stromverbrauchern und kann darüber hinaus dazu beitragen, dass die Elektrifizierung von Industrieprozessen und des Wärme- und Verkehrssektors vorangetrieben wird. Allerdings ist zu befürchten, dass der massive Anstieg der Großhandelsstrompreise in den letzten Monaten den Wegfall der EEG-Umlage für die Letztverbraucher überkompensieren wird. Daher ist es wichtig, dass der derzeit hohe Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis weiter konse-



quent abgebaut wird. Ein im Vergleich zu anderen Energieträgern niedriger Strompreis kann auch dazu beitragen, die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern schneller zu reduzieren. Denn strombasierte Anwendungen, zum Beispiel im Wärme- und Verkehrssektor, sind oftmals deutlich effizienter und erfordern einen geringeren Primärenergieeinsatz.

Vor diesem Hintergrund sollte auch die Offshore-Netzumlage aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“ finanziert werden. Die Umlage wurde wegen möglicher Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks, die für den verspäteten Anschluss an das Übertragungsnetz an Land oder wegen lang andauernder Netzunterbrechungen zu zahlen sind, eingeführt. Seit dem 1. Januar 2019 enthält die Umlage auch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Anbindungsleitungen. Eine Finanzierung der Offshore-Netzumlage über Mittel des Bundes wäre vor dem Hintergrund der bereits beschlossenen Finanzierung der erneuerbaren Energien über Mittel des Bundes konsequent und auch sachgerecht. Weiterhin sollte in einem anderen Gesetzgebungsprozess die Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Mindestmaß abgesenkt werden.

#### 56. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass für die Sicherstellung der Stromversorgung mit der Stilllegung weiterer kohlegefeuerter Kraftwerke und dem endgültigen Atomausstieg zum Ende des Jahres zügig ein erheblicher Zubau gesicherter Erzeugungsleistung erforderlich sein wird.
- b) Der Bundesrat nimmt zur Kenntnis, dass mit der vorgelegten Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als ein wichtiges Schlüsselement des Energiesystems der Zukunft wahrgenommen werden. Sie werden zukünftig einen erheblichen Anteil an der Abdeckung der Residuallast haben und somit das Rückgrat einer sicheren Strom- und Wärmeversorgung darstellen.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass die Kraft-Wärme-Kopplung eine zunehmende Bedeutung erlangen wird und den Transformationszielen des Energiesystems entgegenkommt, insbesondere auch aufgrund ihres sektorenkoppelnden Charakters bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in urbanen Räumen. Um den zukunftsgerechten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu ermöglichen, sind jedoch aus Sicht des Bundesrates umfassende und systematische Weiterentwicklungen des derzeitigen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Designs erforderlich.

- d) Der Bundesrat erwartet, dass in Zukunft vorzugsweise stromgeführte Gas- und Dampfkraftwerke oder auch modular aufgebaute Blockheizkraftwerke zum Einsatz kommen, die gleichzeitig auch Wärme abgeben können und damit einen hohen Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 90 Prozent erreichen können. Diese sollten möglichst in der Nähe bestehender oder neuer Fernwärmenetze errichtet werden, um effizient die anfallende Wärme vor Ort zu nutzen. Beim Umstieg auf den Brennstoff „Wasserstoff“ werden diese Anlagen gleichzeitig ein wichtiger Baustein ausgearbeitender Transformationspläne bestehender Fernwärmenetze zur Klimaneutralität sein.
- e) Der Bundesrat gibt zu bedenken, dass bestehende Kraftwerksstandorte „KWK-ready“ umgerüstet werden müssen, um dadurch den Anforderungen des Energiesystems der Zukunft gerecht zu werden. Neben einer Stromproduktion sollten diese Standorte die anfallende Wärme nutzen und durch zu schaffende Flexibilitäten (Speicher) für das zukünftige Stromdesign optimiert nutzbar entwickelt werden. Die Weiterentwicklung bestehender Kraftwerksstandorte sind für das zukünftige Energiesystem wichtig, da sie über die notwendige Stromnetzanbindung, Wasserversorgung sowie über Gasanschlüsse verfügen oder solche Medienanschlüsse mit vertretbarem Aufwand hergestellt werden können.
- f) Der Bundesrat stellt fest, dass bisher wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen umgerüstet werden müssen. Durch den zusätzlichen Ausbau von Wärme- und Stromspeichern sowie gegebenenfalls separaten Heizkesseln sollte eine höhere Flexibilität geschaffen werden, sodass die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vorzugsweise als stromgeführte Anlagen betrieben werden können, um die energiewendebedingten flexiblen Residuallastanforderungen besser abzudecken. Dazu ist das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz dahingehend anzupassen.
- g) Der Bundesrat erwartet, dass durch die Modernisierung und den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zunehmend insbesondere „grüne Energien“ zum Einsatz kommen können. Dazu gehören neben industrieller Abwärme, Niedertemperatur-Wärme und Geothermie auch Biomasse, Biogas und Solarthermie. Nur so kann das Ziel der Bundesregierung, dass bis 2030 die Hälfte der Wärme klimaneutral erzeugt werden soll, erreicht werden. Darüber hinaus sollte die Brennstoffbasis nicht unnötig ausschließlich auf gasförmige erneuerbare Brennstoffe verengt werden. Bivalente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können flüssige synthetische EE-Brennstoffe

einsetzen, was mit Blick auf die aktuelle Lage am Gasmarkt wichtig in Bezug auf die Versorgungssicherheit ist. Darüber hinaus ist es notwendig, dass Infrastrukturen geschaffen werden, um Anlagen an vorhandenen Standorten absehbar auch mit Wasserstoff versorgen zu können.

- h) Der Bundesrat erwartet, dass die Ergebnisse der derzeit durchgeführten Evaluierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zeitnah als Basis für die erforderliche umfassende Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Designs berücksichtigt werden.
- i) Der Bundesrat erwartet, dass die Kraft-Wärme-Kopplung-Zuschlagshöhen künftig sowohl den bereits stark gestiegenen Preisen im Anlagenbau und bei der Brennstoffversorgung als auch der zukünftigen H<sub>2</sub>-Readiness und dem Einsatz von erneuerbaren Gasen bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen angemessen Rechnung tragen sollten. Insbesondere wird die vorgesehene deutliche Reduktion der jährlichen vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden ab 2026 kritisch gesehen, da sie die Flexibilität von KWK-Anlagen mit Blick auf die erforderliche Residuallastabdeckung konterkariert.
- j) Der Bundesrat kritisiert, dass gemäß der vorgeschlagenen Änderung der Einsatz gasförmiger Biomasse von jeglichem Kraft-Wärme-Kopplung-Zuschlag ausgeschlossen werden soll. Die Nutzung des Biomethans in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung ist deutlich effizienter als die vorgesehene Nutzung in Spitzenlastkraftwerken zur alleinigen Stromerzeugung und stellt gleichzeitig eine wichtige Möglichkeit dar, einen entsprechenden Anteil an erneuerbaren Energien auch in Gebieten mit Flächenrestriktionen (zum Beispiel beim Wärmenetzausbau insbesondere in Ballungszentren) nachzuweisen.
- k) Der Bundesrat stellt fest, dass H<sub>2</sub>-Readiness eine wichtige Voraussetzung für zukunftsfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist. Dies erfordert praxisgerechte Einführungs- und Umsetzungsfristen mit einem Stufenplan für einen Fuel-switch auf Wasserstoff und erneuerbare Gase ebenso wie weitere Fortschritte bei der Normung technischer Komponenten im untergesetzlichen Regelwerk als Voraussetzung für die Anlagengenehmigungsfähigkeit und insbesondere auch eine rechtssichere Legaldefinition für „H<sub>2</sub>-Readiness“. Diese Regelungen definieren für Wirtschaftsprüfer, Gutachter und Genehmigungsbehörden nachvollziehbare Kriterien und ermöglichen so erst konkrete Investitionsentscheidungen in zukunftssichere KWK-Anlagen.

- l) Der Bundesrat stellt fest, dass bedingt durch die Taxonomie-Vorgaben auf EU-Ebene spätestens ab 1. Januar 2036 nur noch erneuerbare oder emissionsarme („low-carbon“) Gase in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und ungekoppelten Gaskraftwerken eingesetzt werden dürfen. Anstehende Investitionsentscheidungen für neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden vor diesem Hintergrund maßgeblich auch davon abhängen, ob zu diesem Zeitpunkt genügend solcher Brennstoffe sicher an den Kraftwerksstandorten zur Verfügung stehen und die infrastrukturellen Anbindungsmaßnahmen umgesetzt sind.
- m) Der Bundesrat weist darauf hin, dass das finanzielle Anreizsystem für Kraftwärme-Kopplungsanlagen den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen absichern muss, damit diese trotz perspektivisch geringerer Benutzungsstunden ihren Beitrag zur Abdeckung der Residuallast leisten können.
- n) Der Bundesrat regt die Prüfung eines Ausschreibungsinstruments an, mit dem der insbesondere in den kommenden zehn Jahren notwendige und zeitnahe Aufbau gesicherter Kraftwerksleistung angereizt werden könnte (in Euro pro Megawatt Leistung). Angesichts der erwarteten Deckungslücke im Angebot gesicherter Leistung sollten ausgestaltete finanzielle Anreize zeitnah in angemessener Höhe zur Verfügung gestellt werden, da für die Umsetzung von Kraft-Wärme-Kopplungsprojekten inklusive Genehmigungsphase circa fünf Jahre zu veranschlagen sind. Als Kriterium für die Ausschreibungen sollten Standortspezifika (notwendige Leistung für Netzstabilisierung), Energieeffizienz und Klimaminderungsbeiträge (CO<sub>2</sub>-Minderung durch Stilllegung bestehender Blöcke) berücksichtigt werden.
- o) Der Bundesrat stellt fest, dass zukünftig vor allem flexibel einsetzbare Kraftwerke benötigt werden, die zu Beginn insbesondere mit Erdgas betrieben werden. Hierzu eignen sich grundsätzlich sowohl Gasturbinen (Peaker) als auch BHKWs, die kostengünstig sind und schnell errichtet werden können. Allerdings weisen gerade Peaker niedrige Wirkungsgrade auf und lassen insbesondere in Teillastfahrweise teilweise bis zu 70 Prozent der eingesetzten Brennstoffenergie ungenutzt. Daher sollten auch diese Anlagen sowohl in Wasserstoff- als auch in Wärme-Ready-Ausführung installiert werden, um dem von der Bundesregierung selbst vorgegebenen „Efficiency-first“-Anspruch gerecht zu werden.

57. Zum Gesetzentwurf allgemein

Der Bundesrat bittet im weiteren Gesetzgebungsverfahren

- neben der Stromerzeugung auch die Wärmeversorgung stärker in den Fokus zu rücken und insbesondere für ein rasches Inkrafttreten der Bundesförderung effizienter Wärmenetze mit langfristiger Perspektive über 2030 hinaus sowie einer hinreichend finanziellen Ausstattung von mindestens 2,5 Milliarden Euro pro Jahr zu sorgen;
- die wichtige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung für die (Fern-)Wärmeversorgung, für die Versorgungssicherheit und als Ergänzung der erneuerbaren Energien stärker zu betonen;
- in Ergänzung zum Osterpaket eine rasche und fundierte Evaluierung und Novellierung des KWKG vorzunehmen, um eine konsistente Anpassung des KWKG zu ermöglichen, um die Ungereimtheiten im vorliegenden Gesetzespaket (unter anderem Wasserstofffähigkeit nur für Anlagen ab 10 Megawatt, Reduzierung der Vollbenutzungsstunden nicht kompatibel mit anderen Vorschriften) aufzulösen.

58. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass in der aktuellen Situation bei Bürgerinnen und Bürgern der Wunsch nach eigener Stromerzeugung insbesondere aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) deutlich gestiegen ist. Neben dem Ausbau von Dachanlagen gewinnen auch weitere Anwendungsfälle an Bedeutung, wie zum Beispiel die Installation von Photovoltaik auf Carports oder im eigenen Garten. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn eine Installation auf dem Hausdach nicht möglich ist.
- b) Der Bundesrat stellt fest, dass je nach Lage des Grundstücks, maßgeblichem Baurecht und Größe der Anlage die Errichtung einer PV-Anlage in vielen Fällen rechtlich noch nicht möglich ist.
- c) Der Bundesrat bedauert, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen eine rechtssichere Errichtung von gebäudeunabhängigen PV-Anlagen im direkten Umfeld eines Wohngebäudes nicht immer ermöglichen. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, klare gesetzliche Regelung zu schaffen, welche den Ausbau von PV-Anlagen in direkter räumlicher Nähe auf dem eigenen Grundstück ermöglichen.

- d) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung insbesondere zu prüfen, ob die in § 35 Absatz 1 Nummer 8 BauGB vorgesehenen Ausnahmen für die Nutzung solarer Strahlungsenergie dahingehend erweitert werden können, dass die Aufstellung von kleinen PV-Anlagen, die vorwiegend der Eigenversorgung von Wohngebäuden dienen, auch auf dem Grundstück von zulässigerweise genutzten Gebäuden zulässig wird.
- e) Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, Solaranlagen, die auf dem eigenen Grundstück vorwiegend zur Eigenversorgung errichtet werden, gebäudegebundenen Solaranlagen gleich zu stellen und somit eine EEG-Vergütung zu ermöglichen.

Begründung:

In der täglichen Genehmigungspraxis kommt es immer wieder vor, dass PV-Anlagen, die im direkten Umfeld von Wohngebäuden – hier vor allem im eigenen Garten – errichtet werden sollen, keine Genehmigung der zuständigen Bauaufsichtsbehörde erhalten.

Es kommt sogar vor, dass errichtete Anlagen auf Anordnung der Bauaufsichtsbehörde unter Androhung von Ordnungsgeldern zurückgebaut werden müssen. Diese Praxis ist angesichts der energiepolitischen Herausforderungen unserer Zeit nicht sachgerecht und stellt eine unnötige bürokratische Hürde dar.

Insbesondere die in § 35 Absatz 1 Nummer 8 BauGB vorgesehene Regelung gilt es dahingehend zu überprüfen, ob eine Ausweitung auf geeignete kleine PV-Anlagen auf dem eigenen Grundstück, die vorwiegend der Eigenversorgung von Wohngebäuden dienen, ein geeignetes Mittel sein kann.

Weiter sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Solaranlagen zu schaffen, die auf dem eigenen Grundstück vorwiegend zur Eigenversorgung errichtet werden. Zu diesem Zweck soll eine Gleichstellung mit gebäudegebundenen Solaranlagen vorgenommen und damit der Anspruch auf eine EEG-Vergütung geschaffen werden.

59. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass die Rahmenbedingungen für den Bau dezentraler Photovoltaikanlagen auf Dachflächen verbessert werden. Dieses Potenzial gilt es bestmöglich zu erschließen. Solar-Dachanlagen erfordern kaum Eingriffe in die Umwelt und stoßen daher auf hohe Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger.

- b) Die Speicherung der Sonnenenergie in dezentralen Batteriespeichern ermöglicht es, die mittäglichen Erzeugungsspitzen von PV-Anlagen abzufedern und Strom für erzeugungsarme Zeiten bereitzuhalten. Das dient der Netzstabilität. Daher sollte der Zubau von Dachflächen-Solaranlagen nach Auffassung des Bundesrates vorzugsweise in Verbindung mit dezentralen Batteriespeichern erfolgen.
- c) Der Bundesrat stellt fest, dass die Förderung von dezentralen Batteriespeichern auch ein wirkungsvolles Instrument zur Beschleunigung des PV-Ausbaus darstellt. Das belegen die erfolgreichen Förderprogramme mehrerer Länder: Bereits eine geringe Förderung in Höhe von etwa 10 Prozent der jeweiligen Investitionssummen mobilisiert umfangreiche private Investitionen in Batteriespeicher und damit verbundene PV-Anlagen.
- d) Die Förderung von dezentralen Batteriespeichern bringt die Marktdurchdringung dieser Systeme voran. In der Folge sinken die Preise. Die bessere Erschwinglichkeit beschleunigt den weiteren Zubau von PV-Anlagen und -Speichern. Davon würde auch die deutsche Wirtschaft profitieren, denn die deutliche Mehrheit der hierzulande verbauten PV-Speicher stammt von heimischen Herstellern.
- e) Der Bundesrat weist darauf hin, dass in den bisherigen PV-Speicher-Förderprogrammen der Länder angesichts begrenzter finanzieller Ressourcen bei Weitem nicht alle Interessenten berücksichtigt werden konnten. Gleichzeitig erzielt der Bund durch die schrittweise Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises hohe und künftig weiter steigende Einnahmen, die zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen eingesetzt werden sollten. Zudem kann ein Bundesprogramm dazu beitragen, die hinsichtlich Batteriespeichern diffuse Förderkulisse zu vereinheitlichen.
- f) Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, zur gleichzeitigen Unterstützung des PV-Ausbaus und der dezentralen Installation von Stromspeicherkapazitäten auf Bundesebene ein Förderprogramm für PV-Stromspeicher aufzulegen, das die gleichzeitige Neuinstallation einer gebäudebezogenen PV-Anlage vorsieht.
- g) Das Programm sollte mit jährlichen Fördermitteln in Höhe von 1 Milliarde Euro ausgestattet sein. Zielgruppe sollten private Haushalte, Gewerbetreibende und Kommunen sein. Das Programm sollte einfach und transparent gestaltet sein, zum Beispiel indem die Fördersumme linear mit der Speicherkapazität steigt.

60. Der Bundesrat begrüßt die mit dem Gesetzentwurf verfolgte Zielsetzung, zur Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen finanziellen Anreiz für die Einspeisung von Strom aus Aufdach-Solaranlagen zu schaffen. Der Bundesrat sieht jedoch die Notwendigkeit, die Anreizsetzung für Voll- und Teileinspeisung im Gleichklang zu gestalten und hält es daher für erforderlich, auch einen ausreichend finanziellen Anreiz für den wirtschaftlichen Betrieb von Photovoltaik-Anlagen bei der Kombination von Einspeisung und Eigennutzung zu setzen. Der Bundesrat begrüßt einerseits, dass mit dem Wegfall von Umlagen auf Eigenverbräuche und dem Wegfall der mengenmäßigen Begrenzung der jährlich geförderten Mieterstromprojekte die Eigenversorgung und Mieterstrom- oder Speicherprojekte profitieren. Er befürchtet jedoch andererseits, dass mit der beabsichtigten Begünstigung der Volleinspeisung die Umsetzung von Eigenversorgung und Mieterstrom- oder Speicherprojekten unattraktiver wird. Der Bundesrat bittet daher darum, dass im weiteren Gesetzgebungsverfahren vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen auf dem Energie- und Rohstoffmarkt die Höhe und damit Wirtschaftlichkeit der geplanten Vergütungssätze überprüft und mit den gestiegenen Investitionskosten, die sich aus steigenden Rohstoff- und Materialpreisen sowie Lohn- und Transportkosten bei Logistik und Handwerk ergeben, ins Verhältnis gesetzt werden.

Begründung:

Mit der vorgeschlagenen Änderung des EEG wird zukünftig bei Photovoltaik-Neuanlagen zwischen Voll- und Teileinspeisung des selbst erzeugten Solarstroms unterschieden. Laut Gesetzesbegründung beabsichtigt die Bundesregierung damit, durch neue gestaffelte Vergütungssätze einen Anreiz für die Volleinspeisung und für die Vollbelegung von Dachflächen mit Photovoltaikanlagen zu setzen, wenn die Eigenversorgung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Für teileinspeisende Eigenversorger bedeutet die beabsichtigte Neufassung der Einspeiseregulierung keine Verbesserung. Aus Sicht der Bundesregierung würden mit den ungünstigeren Vergütungssätzen für die Solarnutzung mit Teileinspeisung Kosten gespart. Aus Sicht des Bundesrates kann es jedoch angesichts des dringend erforderlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Erreichung der Klimaziele nicht Ziel dieser Regelung sein, die Eigenversorgung mit Teileinspeisung gegenüber der Volleinspeisung von Solarstrom zu benachteiligen.

Diese Forderung betrifft insbesondere auch Mieterstromprojekte, die im Vergleich zur Volleinspeisung nicht schlechter gestellt werden sollten. Mieterstromprojekte werden im urbanen Bereich immer wichtiger, um auch solche Verbraucherinnen und Verbraucher an der Energiewende zu beteiligen, die nicht selbst über Wohneigentum verfügen.



61. Angesichts hoher wirtschaftlicher und administrativer Hürden bei gleichzeitig dringend erforderlichem Ausbau der Photovoltaik-Nutzung ist es nach Auffassung des Bundesrats erforderlich, privaten Haushalten mit neu einzurichtenden Förderprogrammen die Eigennutzung von Solarenergie mit Teileinspeisung zu erleichtern und Mieterstromprojekte konkurrenzfähig zu gestalten. Im Interesse der Sektorenkopplung sollte insbesondere die Eigennutzung des Solarstroms zum Betrieb von Wärmepumpen als Ersatz für fossil betriebene Heizungsanlagen attraktiver werden.

Begründung:

Aus verbraucherpolitischer Sicht ist es darüber hinaus erforderlich, mit entsprechenden Förderprogrammen die vorhandenen wirtschaftlichen Hemmnisse bei Photovoltaik-Nutzung und bei der Investition in Batteriespeicher abzubauen. Um auch den Umstieg von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen auf Wärmepumpen attraktiver zu gestalten und damit auch die Sektorenkopplung zu beschleunigen, ist zum Beispiel die Förderung von Wärmepumpen beim Betrieb mit eigenem vollständig regenerativ erzeugtem Solarstrom in Erwägung zu ziehen.

62. a) Der Bundesrat begrüßt die mit dem Gesetzentwurf verfolgte Zielsetzung, Mieterstromprojekte durch die Aufhebung der mengenmäßigen Begrenzung der jährlich geförderten Mieterstromprojekte attraktiver zu gestalten. Er sieht jedoch weiterhin regulatorische, administrative und bürokratische Hürden, die eine konkurrenzfähigere Gestaltung von Mieterstromprojekten verhindern. Daher bittet der Bundesrat die Bundesregierung, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie die enge räumliche Begrenzung des Mieterstroms gelockert und wie Gewerbedächer und anderer Nicht-Wohn-Gebäude in Mieterstromprojekte einbezogen werden können. Der Bundesrat hält es weiterhin für erforderlich, das Steuer-, Abgaben- und Umlagesystem für die Förderung von Mieterstrom- und Quartierskonzepten zu vereinfachen und Probleme beim Netzanschluss zu beseitigen.
- b) Vor dem Hintergrund des Ausbaus erneuerbarer Energien bittet der Bundesrat die Bundesregierung, sich im weiteren Gesetzgebungsverfahren des Themenbereichs der Stecker-Solargeräte anzunehmen. Stecker-Solargeräte

bieten Mieterinnen und Mietern die Möglichkeit vom Balkon oder Terrasse aus, eigene Solarenergie zu erzeugen. Die Komplexität des Meldeprozesses sowie der technischen Voraussetzungen stellen jedoch Hemmschwellen dar. Daher regt der Bundesrat an, sich mit den bestehenden Hemmnissen gezielt auseinanderzusetzen und einen Dialog mit den betreffenden Akteuren dazu zu starten, wie Hemmnisse abgebaut und geeignete rechtliche sowie technische Rahmenbedingungen geschaffen werden können, um die Nutzungsbereitschaft zu erhöhen. Hemmnisse im Zusammenhang mit Stecker-Solaranlagen können sich auch aus mietrechtlichen Bestimmungen und Regelungen des Wohnungseigentumsgesetzes ergeben.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Mieterstrommodelle können bei der Energiewende einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Nach bisheriger Regelung darf der Mieterstrom nur aus Solaranlagen auf dem Dach des Wohngebäudes stammen, wo er verbraucht wird oder bei Anlagen, die nach dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen werden, auch in einem zusammenhängenden Gebäudekomplex (Quartier), wenn der Strom ohne die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung direkt an die Mieter geliefert werden. Den benötigten Zusatz-Strom muss der Mieterstromlieferant bei seinem oder einem anderen Stromversorger einkaufen. Die genaue Zusammensetzung des Mieterstroms muss durch die Stromkennzeichnung auf der Abrechnung ausgewiesen werden. Zwischen Mieterstromanbieter und Mieter wird jeweils ein Vertrag für den Mieterstrom und ein Vertrag für den Zusatz-Strom abgeschlossen. Eine Abrechnung über die Nebenkostenabrechnung ist unzulässig. In beiden Verbrauchsabrechnungen sind neben der korrekten Verbuchung von Abschlagszahlungen die gesetzlich vorgeschriebenen Transparenzpflichten, Verbraucherschutzvorschriften und Pflichten zur Stromkennzeichnung zu erfüllen. Anders als beim Strombezug aus dem Netz entfallen für den vor Ort erzeugten Mieterstrom das Netzentgelt, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe. Berechnet werden die Kostenbestandteile für die Beschaffungs-/Gestehungskosten, für den Messstellenbetrieb und die Mehrwertsteuer. Für Eigentümer von kleinen Mehrfamilienhäusern ist es aufgrund des dargestellten Verwaltungsaufwandes unattraktiv, Mieterstromanlagen zu installieren, so dass Millionen von Verbraucherinnen und Verbrauchern die Nutzung von kostengünstigen Mieterstrom verwehrt bleibt und Potenziale für Photovoltaik-Dachanlagen nicht genutzt werden. Es sollten Hindernisse wie die ausführliche Begründung beim Netzanschluss beseitigt und die Bearbeitungszeit der Netzanschluss-Anträge verkürzt werden.

Zu Buchstabe b:

Die auch Stecker-Solargeräte genannten Mini-Solarsysteme können je nach Anbringung und Himmelsrichtung genug Strom produzieren, um an sonnigen Tagen einen Teil der Grundlast und der Mittagsspitze eines Haushaltes zu decken. Stecker-Solargeräte bestehen meist aus ein oder zwei Standard-Solarmodulen und einem Wechselrichter. Je nach Ausstattung kommen noch weitere Bauteile hinzu. Sie haben eine Leistung von bis zu 600 Watt und können beispielsweise an der Balkonbrüstung montiert werden. Das Solarmodul erzeugt elektrischen Strom, den ein Wechselrichter in Haushaltsstrom umwandelt. Dieser wird direkt mit einem in der Wohnung vorhandenen Stromkreis verbunden. Im einfachsten Fall wird dazu ein Stecker in eine vorhandene Steckdose gesteckt, teilweise werden auch spezielle Steckdosen vorgeschrieben, die von einem Elektrofachbetrieb zu installieren sind. Nach Anschluss des Stecker-Solargeräts wird entsprechend weniger Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen und der Stromzähler zählt langsamer. Im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen sind die wesentlich kleineren Stecker-Solargeräte dafür gedacht, dass Verbraucherinnen und Verbraucher sie selbst anbringen, anschließen und direkt nutzen. Auch die Anmeldung beim Netzbetreiber und beim Marktstammdatenregister sind von Verbraucherinnen und Verbrauchern selbst vorzunehmen. Mit einem Stecker-Solargerät können Verbraucherinnen und Verbraucher einen persönlichen Beitrag zur Energiewende leisten, der unbürokratisch und mit geringem Aufwand ermöglicht werden sollte.

**63. Zum Gesetzentwurf allgemein**

Der Bundesrat weist darauf hin, dass die bestehende Regelung der Flexibilitätsprämien für bestehende Anlagen gemäß § 50b in Verbindung mit Anlage 3 Nummer I EEG 2021 in der jetzigen Form nicht geeignet ist, genug Anreize für eine Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands zu gewährleisten. Der Bundesrat hält entsprechende Anpassungen im Gesetz für erforderlich.

Begründung:

Windkraft und Photovoltaik stellen volatile Stromquellen dar, so dass es witterungsbedingt zu starken Schwankungen in der Stromerzeugung kommen kann. Im Gegensatz dazu hat Biogas den Vorteil, dass es speicherbar ist und damit zur Netzdienlichkeit beitragen kann. Biogas-Blockheizkraftwerke (BHKW) können in Zeiten von Stromüberangebot ruhen und dann zum Einsatz kommen, wenn es zu Schwankungen in der Stromversorgung kommt. Um den systemdienlichen Betrieb einer Biogasanlage zu gewährleisten, muss der Grundlastauf den sogenannten Flexbetrieb umgestellt werden. Dies erfordert größere Investitionen in die Anlage, zum Beispiel für zusätzliche BHKW-, Speicher- und Wärmekapazitäten.

Seit 2012 wurden von der Bundesregierung mit der Einführung der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas eingeführt, die auch für die Bestandsanlagen galt. Die Prämien sollen Anreize schaffen, die zusätzliche installierte elektrische Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitzustellen. Im aktuellen Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird zwar mit der Fokussierung auf die Biomethan-Spitzenlastkraftwerke ein systemdienlicher Ansatz verfolgt, es fehlen jedoch günstigere Flexibilitätsoptionen der Vor-Ort-Verstromung von Biogas. Hierzu werden keine Maßnahmen vorgestellt.

In Deutschland befinden sich aktuell 9 700 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 5,8 Gigawatt und einer Stromerzeugung von rund 33 Terawattstunden. Im Schnitt laufen die Biogasanlagen an 5 700 Stunden im Jahr. Das zeigt, dass Biogasanlagen kaum die Rolle der flexiblen Stromerzeugung einnehmen. Die Effekte der Flexibilisierung sind bislang aufgrund unterschiedlicher Hemmnisse kaum sichtbar.

Zur weiteren Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen sind neue Impulse zu setzen. Als Maßnahmen könnten zum Beispiel die Stauchung des Vergütungszeitraums (Möglichkeit des Bezugs der Flexibilisierungsprämie in voller Höhe über einen verkürzten Zeitraum) als auch die Öffnung der Flexibilitätsprämien für bereits flexibilisierte Anlagen ins Auge gefasst werden.

#### 64. Zum Gesetzentwurf allgemein

Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, bis spätestens 2025 ein neues Förder- und Anreizsystem außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu entwickeln, das gemäß den Überlegungen der EU-Methanstrategie die Systemdienstleistung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Äquivalente als Klimaschutzleistung in Anlehnung an die CO<sub>2</sub>-Bepreisungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) für die Grubengasverwertung aus stillgelegten Bereichen des deutschen Steinkohlebergbaus in Verbrennungsmotoranlagen und in Anlagen zur Wärmeerzeugung unterstützt und deren Wirtschaftlichkeit nachhaltig sichert.

##### Begründung:

In den stillgelegten Bereichen des deutschen Steinkohlebergbaus wird Grubengas aus Gründen der Gefahrenabwehr aufgefangen und anschließend einer ökologisch sinnvollen energetischen Verwertung zugeführt. Das im Grubengas als Hauptbestandteil enthaltene Methan ist 25 Mal klimaschädlicher als Kohlendioxid. Die Verwertung dient somit auch dem aktiven Klimaschutz durch Vermeidung der ansonsten erfolgenden Methanemissionen durch Migration über die Tagesoberfläche.

Auch die EU-Methanstrategie hat erkannt, dass für die energetische Grubenverwertung aus stillgelegten Bergwerken Förder- und Anreizsysteme entwickelt werden müssen, damit die Grubengasverwertung für Betreiber solcher Anlagen wirtschaftlich attraktiv wird.

Derartige Anreizsysteme, um die Grubengasverwertung aus stillgelegten Bergwerken in der Zukunft zu sichern beziehungsweise neue Anlagen auf den Weg zu bringen, sind auch in den Überlegungen der EU-Methanstrategie enthalten. Die erbrachten „Klimaschutzbeiträge“ würden demnach als Systemdienstleistung vergütet. In einem solchen Instrument sollten die verifizierten vermiedenen CO<sub>2</sub>-Äquivalente durch die Grubengasverwertung in Verbrennungsmotoranlagen und in Anlagen zur Wärmeerzeugung in Anlehnung an die CO<sub>2</sub>-Bepreisungen des BEHG vergütet werden. Diese umgekehrten Zahlungsflüsse sind in der BEHG-Systematik bisher nicht angelegt. Es wäre aber möglich, die abgesaugten Grubengas-CO<sub>2</sub>-Äquivalente abzüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung und abzüglich der CO<sub>2</sub>-Äquivalente aus dem Methanschlupf der Verbrennung oder auch die abgesaugten Grubengas-CO<sub>2</sub>-Äquivalente über feste Umrechnungsfaktoren als verifizierte vermiedene CO<sub>2</sub>-Äquivalente in einer solchen Systemdienstleistung zu vergüten.

#### 65. Zum Gesetzentwurf allgemein

Die Bundesregierung wird gebeten zu prüfen,

- a) inwieweit der dringend notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien durch die verstärkte Einbindung beziehungsweise die Inanspruchnahme von Bergbaufolgefächern, insbesondere für die erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik, weiter verstärkt werden kann. Dies betrifft insbesondere die Prüfung notwendiger Änderungen im Bereich des Bauplanungsrechtes, des Bergrechtes und des Raumordnungsrechtes mit dem Ziel, etwaige Genehmigungsnachteile auf Bergbaufolgefächern gegenüber anderen Potenzialflächen, insbesondere für Windenergie und Photovoltaik, abzubauen;
- b) welche Auswirkungen dies auf die jeweiligen Verpflichtungen der (ehemaligen) Betreiber zur Sanierung der durch die Bergbauaktivitäten in Anspruch genommenen Flächen hat und wie sichergestellt werden kann, dass diese Verpflichtungen berücksichtigt werden;
- c) welche Änderungen damit für die Genehmigungsverfahren, insbesondere das Zulassungsregime für die Erneuerbare-Energien-Anlagen, verbunden sind.