

Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags- Ausschusses für Wirtschaft und Energie

zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren,
kosteneffizienten, netzverträglichen und marktori-
entierten Ausbau der erneuerbaren Energien im
Stromsektor (BT-Drs. 21/7867)
und weiteren Anträgen

05.10.2026

erstellt von
Prof. Dr. Thorsten Müller
Dr. Yvonne Kerth
Dr. Markus Kahles
Vincent Gronbach
Johanna Kamm
Anna Catalina Seußler Becerra

II Stellungnahmen zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie am 05.10.26

Zitiervorschlag:

Müller et al., Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Wirtschaft und Energie zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (BT-Drs. 21/7867) und weiteren Anträgen, 05.10.2026

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

**Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg**

Telefon
+49 931 79 40 77-0

Telefax
+49 931 79 40 77-29

E-Mail
mueller@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
**Prof. Dr. Thorsten Müller
Fabian Pause, LL.M. Eur.**

Stiftungsrat
**Prof. Dr. Monika Böhm (Vorsitzende)
Prof. Dr. Markus Ludwigs (stv. Vorsitzender)
Prof. Dr. Gabriele Britz
Prof. Dr. Sabine Schlacke
Prof. Dr. Johanna Wolff**

Spendenkonto
**Sparkasse Mainfranken Würzburg
IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83
BIC: BYLADEM1SWU**

Inhaltsverzeichnis

Auf einen Blick	1
A. Beihilferechtliche Einordnung des Übergangs vom EEG 2023 zum EEG 2027	3
I. Auslaufende Befristung der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2023	3
II. Beihilferechtliches Genehmigungsverfahren zum EEG 2027 und Vorsorge für Verzögerungen	4
1. Verfahrensdauer und damit Genehmigungszeitpunkt unklar	4
2. Vorsorge für den Fall einer nicht rechtzeitigen beihilferechtlichen Genehmigung	5
B. Einführung eines Refinanzierungsbeitrags	8
I. Einführung des Refinanzierungsbeitrags ist unionsrechtlich erforderlich	8
II. Unionsrechtlicher Anwendungsbereich und Umsetzung im Regierungsentwurf	8
1. Zwingender Anwendungsbereich der EBM-VO erst für Anlagen ab 200 kW	8
2. Zwingender Anwendungsbereich der EBM-VO nur für abschließend genannte EE-Technologien	9
3. EEG-Förderung ist ein gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen wie ein zweiseitiger Differenzvertrag i. S. v. Art. 19d EBM-VO	10
III. Anlässlich der Diskussion um Wechsel- und Ausstiegsmöglichkeiten: unionsrechtliche Anforderungen und Grenzen	11
1. Unveränderte Wechselmöglichkeiten zwischen geförderter und nicht geförderter Direktvermarktung	11
2. Refinanzierungsbeitrag auch bei temporär ungeförderter sonstiger Direktvermarktung von Strom aus Anlagen mit einem Förderanspruch	11
3. Kein Refinanzierungsbeitrag bei anfänglich fehlendem Förderanspruch und Verbrauch vor dem Netz	12
4. Kein Refinanzierungsbeitrag bei Beendigung der Förderung innerhalb der ersten zehn Jahre der Förderung?	12
5. Keine Abschöpfung bei einem regelbasierten Aufschub des Förderbeginns während der Startphase?	13
IV. Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags belässt Potenziale für Vermarktung	13
V. Vorsorge für unvorhergesehene Markteffekte aufgrund der Einführung zweiseitiger Differenzverträge	14
C. Abschaffung der Einspeisevergütung	15
I. (Kein) unionsrechtlicher Hintergrund	15
II. Einordnung der Abschaffung der Einspeisevergütung vor dem Hintergrund der verschiedenen Steuerungsanliegen des EEG	15
III. Drohende Verfehlung der positiven Integrationswirkung der Direktvermarktung	16

IV. Dauerhafte Spitzenkappung bei PV-Dachanlagen unter 100 kW auf 50 Prozent der Wirkleistungseinspeisung	16
D. Änderungen des Referenzertragsmodells	18
I. Kritik an den Gebietszuschnitten	18
II. Potenzierung des Spannungsverhältnisses von EEG und Genehmigungsrecht	18
1. Einteilung in vier Regionen verdoppelt ein Strukturproblem des Referenzertragsmodells	18
2. Ausschluss des vollständigen Ausgleichs von Nachteilen aufgrund öffentlich-rechtlich vorgegebener Abschaltauflagen	19
3. Neue Wirkung des Phänomens „Windklau“	19
III. Zukünftige Inkompatibilität für den Fall der Änderungen des Netzanschlussanspruchs durch das Netzanschlusspaket	20
E. Einführung einer Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken	21
I. Tendenzielle Ungeeignetheit des konkreten Vorschlags wegen fehlenden Ausschlusses von Umgehungstatbeständen und Durchsetzungsdefiziten	21
II. Leerstelle bei Anschlussleitungen mit mehr als 2,5 km Länge	22
III. Begrenzung grundsätzlich verfassungsrechtlich zulässig	23
1. Vertragsfreiheit	23
2. Gleichbehandlungsgrundsatz	24
3. Rückwirkungsverbot und Vertrauensschutz	24
F. Kommunale Beteiligung und Landesgesetze	26
I. Neujustierung der Beteiligungsmöglichkeiten droht leerzulaufen	26
1. Neue Basis: „erzeugte“ statt „eingespeiste“ Strommenge	26
2. Ausweitung der Zahlungsmöglichkeit von 0,2 auf 0,3 Cent/kWh	26
3. Änderungen drohen aufgrund fehlender Folgeänderung leerzulaufen	26
II. Chance zur Vereinheitlichung der kommunalen Beteiligung nutzen und Wettbewerbsgleichheit wahren	27
G. Übergangsregelung unter Einschluss der EEG-Regelungen im Netzpaket	28
H. Sonstige Hinweise zur Gestaltung des Normtextes	29
I. Im laufenden Verfahren noch zu behebende Aspekte	29
II. Hinweise für die zukünftige Überarbeitung des EEG	29

Auf einen Blick

- ▶ Die Begründung neuer Fördertatbestände des EEG 2027 setzt eine beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission voraus. Da Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht ausgeschlossen werden können, sollte in das EEG 2027 eine Regelung aufgenommen werden, die für den Fall einer verzögerten beihilferechtlichen Genehmigung vorsorgt. Diese sollte jedoch anders als der vorgeschlagene § 103 EEG 2027-RegE ausgestaltet werden ([siehe hierzu A. II.](#)).
- ▶ Die Einführung des Refinanzierungsbeitrags ist unionsrechtlich erforderlich. So wird sowohl Art. 19d EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Rechnung getragen als auch beihilferechtlich eine Überförderung ausgeschlossen ([siehe hierzu B. I.](#)).
 - ▶ Bei der Ausgestaltung stehen dem Bundesgesetzgeber begrenzte Spielräume zu, etwa bezüglich der einzubeziehenden Anlagen ([siehe hierzu B. II.](#)).
 - ▶ Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrags verändern sich die wirtschaftlichen Bedingungen für die Marktteilnehmer, weil Zusatzerlöse infolge von Marktpreissteigerungen sich zukünftig nicht mehr verringernd auf die Förderhöhe auswirken könnten. Dies sollte bei der Ausgestaltung der Höchstwerte berücksichtigt werden. Zugleich sollte der Bundesnetzagentur vorübergehend eine zusätzliche Reaktionsmöglichkeit für unvorhergesehene Auswirkungen der Systemumstellung in § 85a EEG 2027-RegE eingeräumt werden ([siehe hierzu B. V.](#)).
 - ▶ Die Wechselmöglichkeiten zwischen geförderter und ungeförderter Direktvermarktung bleiben nach dem EEG 2027-RegE unverändert bestehen. Allerdings kann der Refinanzierungsbeitrag auch bei der sonstigen Direktvermarktung fällig werden. Diesbezüglich setzt allerdings das EU-Recht den abschöpfungsfreien Ausstiegs- und Wechselmöglichkeiten Grenzen. Insbesondere fehlt bislang eine Vertragsstrafenregelung beim Ausstieg aus dem Fördersystem ([siehe hierzu B. III.](#)).
- ▶ Trotz Einführung des Refinanzierungsbeitrags verbleiben individuelle Vermarktungsanreize. Der Refinanzierungsbeitrag wird im EEG 2027-RegE nur bei einem Überschreiten des jeweiligen anzulegenden Wertes durch den Jahresmarktwert fällig. Auch in Abschöpfungsjahren verbleiben somit Potenziale für eine anlagenspezifische optimierte Vermarktung, z. B. durch die Nutzung von Speichern, eines systemdienlichen Anlagendesigns oder den Abschluss von Stromlieferverträgen (PPA). Strom, der nicht in das Netz eingespeist wird, unterliegt ebenfalls nicht der Abschöpfung ([siehe hierzu B. IV.](#)).
- ▶ Die Abschaffung der festen Einspeisevergütung für zukünftige EE-Anlagen unter 100 kW ist für Anlagen ab 25 kW lediglich eine Umstellung des Förderinstruments. Für Anlagen unter 25 kW ist der Wegfall jeglicher Förderung nach dem Wegfall der zeitlich begrenzten Übergangsregelungen dagegen ein Paradigmenwechsel.
 - ▶ Das EEG verfolgt neben der Finanzierung weitere Steuerungsanliegen wie z. B. die Netz- und Systemintegration ([siehe hierzu C. II.](#)). Ob diese Anliegen mit der Abschaffung einer dauerhaften Fördermöglichkeit für EE-Anlagen unter 25 kW allein durch die sonstige Direktvermarktung realisierbar sind, ist offen. Die Integrationswirkung der Direktvermarktung wird nur erreicht, wenn sich für die Vermarktung kleiner Reststrommengen attraktive Geschäftsmodelle entwickeln ([siehe hierzu C. III.](#)).
 - ▶ Die vorgesehene dauerhafte sogenannte Spitzkappung für PV-Dachanlagen unter 100 kW auf 50 Prozent der Wirkleistungseinspeisung könnte die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Direktvermarktung sehr kleiner Reststrommengen vergrößern. Es sollte daher noch einmal geprüft werden, ob es der Sonderregelung des

2 Stellungnahmen zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie am 05.10.26

§ 9 Abs. 2b EEG 2027-RegE tatsächlich bedarf ([siehe hierzu C. IV.](#)).

- ▶ Bei der Neuordnung des Referenzertragsmodells hat der Gesetzgeber Pauschalisierungs- und Typisierungsmöglichkeiten, solange sachgerechte Merkmale gewählt werden. Dieses Erfordernis setzt zugleich einer punktuellen Korrektur der so ermittelten Ergebnisse Grenzen ([siehe hierzu D. I.](#)).
- ▶ Die Aufteilung in zukünftig vier anstatt zwei Regionen verdoppelt auch das Strukturproblem an den unteren Grenzen, unterhalb derer weitere Nachteile der Windverhältnisse durch steigende Korrekturfaktoren nicht weiter ausgeglichen werden. Dies ist rechtlich relevant, wenn damit die Zahl der Fälle steigt, bei denen trotz gleicher Windverhältnisse am jeweiligen Standort eine Ungleichbehandlung erfolgt.
- ▶ Dies ist besonders problematisch, wenn diese Ungleichbehandlung Folge gesetzlicher Vorgaben ist, etwa durch Abschaltauflagen im Genehmigungsverfahren ([siehe hierzu D. II.](#)).
- ▶ Die vorgesehene Pachthöhenbegrenzung erscheint verfassungsrechtlich zulässig, wirft aber Fragen hinsichtlich ihrer praktischen Wirksamkeit und ihrer Durchsetzbarkeit auf.
- ▶ Es bestehen Zweifel, ob die Ausgestaltung geeignet ist, die bezweckten Ziele zu erreichen.
- ▶ Insbesondere fehlen Regeln zur Vermeidung von Umgehungstatbeständen. Zudem sollten Regelungen in Betracht gezogen werden, um das Problem zu adressieren, dass eine große Vielzahl bereits bestehender Verträge an die neue Rechtslage angepasst werden müssen ([siehe hierzu E. I.](#)).
- ▶ Die vorgeschlagenen Änderungen der Möglichkeiten zur finanziellen Beteiligung der Gemeinden drohen aufgrund fehlender Folgeänderungen leerzulaufen. Ferner sollte anlässlich des Änderungsvorschlags die Vereinheitlichung der kommunalen Beteiligung durch die vielfältigen Landesgesetze geprüft werden, um Wettbewerbsgleichheit zu wahren ([siehe hierzu F.](#)).
- ▶ Vorsorglich sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass das bewährte Regime der Übergangsregelungen im EEG aufgrund unterschiedlicher Zeitpunkte des Inkrafttretens nicht für die Änderungen des EEG im Rahmen des sogenannten Netzanschlusspakets wirken würde, was zu erheblichen Schwierigkeiten führen könnte ([siehe hierzu G.](#)).
- ▶ Anscheinend ungewollte Flüchtigkeitsfehler sollten korrigiert werden ([siehe hierzu H.](#)).

A. Beihilferechtliche Einordnung des Übergangs vom EEG 2023 zum EEG 2027

I. Auslaufende Befristung der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2023

Die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 läuft am 31. Dezember 2026 aus¹. Danach können auf Basis des geltenden EEG – auch wenn dies im aktuellen Gesetz selbst nicht geregelt ist und die Neube-gründung von Ansprüchen und korrespon-dierenden Pflichten nach deutschem Recht unbeschränkt möglich ist – keine neuen Förderansprüche beihilferechtlich wirksam begründet werden. Unionsrechtlich wäre es allerdings nicht ausgeschlossen, dass die Europäische Kommission auf Antrag Deutschlands für das geltende EEG 2023 eine weitere, erneut (kurzzeitig) befristete beihilferechtliche Genehmigung erteilt.

Von dieser Befristung bis Ende 2026 könn-ten auch die Ausschreibungsverfahren be-troffen sein, die noch im laufenden Jahr eingeleitet, deren Zuschläge jedoch nicht mehr vor Ende 2026 und damit dem Aus-laufen der bisherigen Genehmigung erteilt werden könnten. Zwar geht die Bundesre-gierung ausweislich der Begründung des vorgelegten neuen Gesetzesentwurfs zu § 100 Abs. 1 EEG 2027-RegE davon aus, dass für die Bestimmung der Bestandsanlagen auf den Zeitpunkt des Gebotstermins abzu-stellen ist². Danach sollen Zuschläge, deren Gebotstermin noch im Jahr 2026 liegt, auch dann nach altem Recht erfolgen können, wenn die Zuschlagserteilung erst im Jahr 2027 erfolgt.

Ob diese Auffassung auch beihilferechtlich trägt, ist nicht frei von Zweifeln. Nach der Rechtsprechung des EuGH kommt es für die rechtliche Bewertung der Zulässigkeit

einer Beihilfe grundsätzlich darauf an, wann der Begünstigte einen gesicherten Rechtsanspruch erlangt hat³. Im Fall der Ausschreibungen müsste dies der Zeit-punkt der Zuschlagserteilung sein, da nicht erkennbar ist, wann im Verfahren vorher der einzelne Bieter eine Rechtsposition er-worben haben soll, auch wenn er das sei-nerseits Erforderliche mit der Abgabe des Gebots sowie der nicht erfolgten Gebots-rücknahme vor dem Gebotstermin veran-lasst hat und ab diesem Zeitpunkt das Er-gebnis der Ausschreibung materiell bereits feststeht, nur noch nicht erkennbar ist. Es muss daher damit gerechnet werden, dass die Europäische Kommission sich dieser Rechtsauffassung der Bundesregierung nicht anschließen könnte.

Dies gilt selbst vor dem Hintergrund, dass der Gesetzgeber analog zur jetzt vorge-schlagenen Regelung bereits beim Über-gang zum EEG 2021 auf den Gebotstermin und nicht auf den Zeitpunkt der Zu-schlagserteilung abgestellt hat. Zur Be-gründung verwies der Ausschuss für Wirt-schaft und Energie damals insbesondere auf anhängige Gerichtsverfahren sowie auf die Gefahr pandemiebedingter Verzöge-rungen⁴. Soweit ersichtlich, wurde dies von der Europäischen Kommission nicht bean-standet. Dies könnte so verstanden werden, dass dieses Vorgehen Bestandteil der da-maligen beihilferechtlichen Genehmigung war. Zwingend ist dies aber nicht. Zudem ist fraglich, ob es sich um eine zu verallge-meinernde Aussage handeln würde. Die damalige Situation war durch besondere Umstände geprägt, die heute nicht mehr vorliegen. Ob die Europäische Kommission die Übertragung dieser Wertung auf den Übergang zum EEG 2027 gleichermaßen

¹ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022, Rn. 211.

² BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 243.

³ EuGH, Urt. v. 3. Juli 2025, C-653/23, TOODE, Rn. 18, vgl. auch H. Heller/B. Beckmann, Rechtsgutachten zu den Folgen des Auslaufens der beihilferechtlichen Genehmigung der EEG-Förderung nach dem EEG 2023 zum 31. Dezember 2026 im Auftrag des Bundesverbands

Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 22. Juni 2026, S. 16, ab-rufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redak-tion/Dokumente/Meldungen/Stu-dien/2026/Raue_Rechtsgutachten_BEE_Folgen_Aus-laufen_beihilferechtliche_Genehmigung_22-06-2026.pdf.

⁴ BT-Drs. 19/2536, S. 32.

4 Stellungnahmen zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie am 05.10.26

akzeptieren wird, lässt sich daher nicht sicher vorhersagen.

Die beihilferechtliche Absicherung der letzten Ausschreibungsrunden des Jahres 2026 erscheint deshalb bei einem verzögerten Zuschlag erst nach dem 31. Dezember 2026 nicht vollständig geklärt und sollte verbessert werden. Um diese Fragestellung zu vermeiden, sollte zudem darauf geachtet werden, dass sämtliche Zuschläge der Ausschreibungsrunden des Jahres 2026 noch vor dem Jahreswechsel bekanntgemacht werden.

II. Beihilferechtliches Genehmigungsverfahren zum EEG 2027 und Vorsorge für Verzögerungen

1. Verfahrensdauer und damit Genehmigungszeitpunkt unklar

Auch die beihilferechtlich relevanten Regelungen des EEG 2027 – im Kern sind dies

die Vorgaben, aufgrund derer Zahlungen geleistet werden – bedürfen einer Genehmigung durch die EU-Kommission, solange der Gesetzgeber keinen Weg einer beihilfefreien Ausgestaltung wählt⁵. Andernfalls greift insoweit das unionsrechtliche Durchführungsverbot des Art. 108 Abs. 3 S. 3 AEUV. Danach dürfen neue oder geänderte Beihilfen vor ihrer Genehmigung grundsätzlich nicht durchgeführt werden. Der Gesetzentwurf trägt diesem Umstand wie auch in früheren Novellen mit § 104 EEG-RegE Rechnung: Die Umsetzung des EEG 2027 steht unter dem Vorbehalt einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Zentrale Regelungen des Fördersystems können daher für Neuanlagen erst nach Vorliegen eines entsprechenden Vereinbarkeitsbeschlusses angewendet werden.

Beihilferechtliche Genehmigungsverfahren verursachen einen erheblichen Abstimmungsaufwand. Erfahrungen aus den früheren EEG-Novellen 2014⁶, 2017⁷, 2021⁸ und 2023⁹ zeigen, dass diese regelmäßig mehrmonatige Zeiträume in Anspruch nehmen. Allerdings lassen sich aus den bisherigen Notifizierungsverfahren zum EEG

Zeitliche Abläufe beihilferechtlicher Notifizierungsverfahren zum EEG 2014-2023

	Be-schluss-fassung Bundes-tag	Inkraft-treten	Notifizie-rung	(Teil-)Ver-einbarkeits-beschluss	Zeitspanne zw. Verabschiedung und Genehmi-gung (in Monaten)	Dauer formelles Bei-hilfeverfahren (in Monaten)
EEG 2014	27.06.2014	01.08.2014	17.04.2014	23.07.2014	ca. 1	ca. 3
EEG 2017	08.07.2016	01.01.2017	01.07.2016	20.12.2016	ca. 5,5	ca. 5,5
EEG 2021	17.12.2020	01.01.2021	13.10.2020	29.04.2021	ca. 4	ca. 6,5
EEG 2023	07.07.2022	01.01.2023	02.12.2022	21.12.2022	ca. 4,5	< 1

⁵ Vgl. hierzu bereits M. Kahles/J. Kamm/T. Müller/H. Kahl, Ein beihilfefreies und schlankeres EEG – Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 2021, abrufbar unter: https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_DE_Beihilfefreies_EEG/A-EW_233_Beihilfefreies-EEG_WEB.pdf; die EuGH-Entscheidung zum KWKG (Urt. v. 9.7.2026, C-242/24 P) eröffnet zusätzliche Handlungsmöglichkeiten, weil damit auch mit dem KWKG-Wälzungsmechanismus ein beihilfefreier Weg zur Verfügung stünde.

⁶ Europäische Kommission, SA.38632 – Germany – EEG 2014, C(2014) 5081 final v. 23.07.2014.

⁷ Europäische Kommission, SA.45461 – Germany – EEG 2017, C(2016) 8789 final v. 20.12.2016.

⁸ Europäische Kommission, SA.57779 – Germany – EEG 2021, C(2021) 2060 final v. 29.04.2021.

⁹ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022.

seit 2014 und besonders den formellen Verfahrensdauern keine konkreten Abschätzungen oder Muster für die Dauer der Prüfungen ableiten¹⁰. Diese sind wenig aussagekräftig, weil den offiziellen Verfahren regelmäßig informelle Gespräche vorausgehen. Im Rahmen dieser Pränotifizierungsverfahren erfolgen bereits umfangreiche Abstimmungen mit der Europäischen Kommission. Die dabei erfolgten Klärungen und Prüfungen müssen dann im offiziellen Verfahren nicht noch einmal durchlaufen werden und verkürzen damit die Verfahrensdauer. Besonders deutlich wird dies beim EEG 2023, dessen formelles Genehmigungsverfahren erst am 2. Dezember 2022 begonnen hatte und das weniger als einen Monat dauerte. Der Vereinbarkeitsbeschluss zum EEG 2023 verweist auf zahlreiche Vorabgespräche, Besprechungen und Informationsersuchen zwischen Juli und Dezember 2022¹¹.

Es ist zu vermuten, dass auch zum EEG 2027 bereits informelle Vorgespräche stattgefunden haben und fortlaufend stattfinden, auch wenn sich dies von außen nicht verifizieren lässt. Auch sind – wie üblich – keine Informationen zu möglichen Bewertungen der Europäischen Kommission zu einzelnen Regelungsvorschlägen der Bundesregierung bekannt. Vorabstimmungen stehen zudem unter dem Vorbehalt, dass die später beschlossenen Regelungen mit dem vorab konsultierten Regelungsentwurf übereinstimmen.

2. Vorsorge für den Fall einer nicht rechtzeitigen beihilferechtlichen Genehmigung

Betrachtet man die in der obigen Tabelle dargestellten Daten der bisherigen Verfahren, wird deutlich, dass einerseits eine frühzeitige Verabschiedung eines Gesetzes durch den Bundestag keine Gewähr für eine deutlich vor dem Inkrafttreten der Novelle liegende Genehmigung durch die Europäische Kommission bietet und andererseits auch wenige Wochen zwischen Verabschiedung des Gesetzes und dem

Inkrafttreten für eine rechtzeitige Genehmigung ausreichen können. Die Erfahrungen zum EEG 2021 machen aber eben auch deutlich, dass realistischere damit gerechnet werden muss, dass eine Genehmigung erst nach dem Inkrafttreten erfolgen kann.

Dadurch würde aus der rechtswissenschaftlichen Perspektive kein Zustand entstehen, der größere Schäden verursacht. Die Genehmigung kann zurückwirken und die in einer solchen Zwischenphase in Betrieb genommenen Anlagen nachträglich erfassen. Trotzdem sollte insbesondere für die Ausschreibungsverfahren im Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2027 der Fall in Betracht gezogen werden, dass sich die beihilferechtliche Genehmigung über den geplanten Zeitpunkt des Inkrafttretens zum 1. Januar 2027 hinaus verzögert und weder die bisherigen Regelungen des EEG 2023 weiter noch die neuen Regelungen des EEG 2027 beihilferechtlich bereits angewendet werden dürfen.

Der Regierungsentwurf enthält hierzu erstmalig in der Geschichte des EEG auch bereits eine Teilregelung in § 103 EEG 2027-RegE:

„§ 103

Übergangsbestimmung für Windenergieausschreibungen im Jahr 2027

Kann der Gebotstermin für Windenergieanlagen an Land am 1. Februar 2027 nicht durchgeführt werden, wird das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land nach § 28 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 für das Jahr 2027 abweichend von § 28 Absatz 2 Satz 2 gleichmäßig auf die Gebotstermine am 1. Mai und 1. November 2027 verteilt.“

Allerdings bleibt unklar, was der genau Regelungsinhalt ist bzw. ob die oben beschriebenen möglicherweise auftretenden Probleme infolge einer Verzögerung der beihilferechtlichen Genehmigung mit dem vorgeschlagenen § 103 EEG 2027-RegE tatsächlich bereits für den einen Termin zur

¹⁰ Dies gilt noch stärker für die beihilferechtliche Prüfung punktueller Änderungen, weil damit nicht die Förderung insgesamt, sondern lediglich Teilaspekte betroffen sind. Dies mindert den wirtschaftlichen Druck auf eine zeitnahe Genehmigung.

¹¹ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022, Rn. 1.

Ausschreibung für Windenergie an Land umfassend gelöst sind. Für die übrigen Ausschreibungen wäre dies ohnehin nicht der Fall.

Denn ein Gebotstermin dürfte unabhängig vom Vorliegen der beihilferechtlichen Genehmigung auch unionsrechtlich durchgeführt werden, solange der Zuschlag nicht erfolgt, bevor und soweit diese durch die Europäische Kommission erteilt wurde. Es ist sogar aus der Perspektive der deutschen Rechtsordnung nicht erkennbar, mit welcher Begründung die Bundesnetzagentur eine gesetzlich vorgesehene Ausschreibung nicht bekanntgeben und entsprechende eingehende Gebote ablehnen können dürfte. Sie ist an das Gesetz gebunden, eine Aussetzung für den Fall der fehlenden beihilferechtlichen Genehmigung ist gesetzlich auch in § 103 EEG 2027-RegE gerade nicht vorgesehen und es ist – soweit nicht bereits eine Ablehnung der beihilferechtlichen Genehmigung ergangen ist – auch nicht auszuschließen, dass diese während des laufenden Ausschreibungsverfahrens ergeht.

So war auch die Praxis im Jahr 2021. Die Bundesnetzagentur hat entsprechend der gesetzlichen Vorgaben im EEG 2021 vier Ausschreibungen, nämlich

- ▶ am 1. Februar 2021 für Windenergie an Land¹²,
- ▶ am 1. März 2021 für Solaranlagen des ersten Segments¹³,
- ▶ am 1. März 2021 für Biomasseanlagen¹⁴ und
- ▶ am 1. April 2021 im Rahmen der Innovationsausschreibungen¹⁵

bereits vor der am 29. April 2021 erteilten Genehmigung bekanntgemacht und Gebote entgegengenommen. Aufgeschoben wurde lediglich die Bekanntgabe der Zuschläge und damit die Begründung der

Ansprüche, die einheitlich für alle vier Ausschreibungen am 30. April 2021 erfolgte¹⁶.

Wäre die beihilferechtliche Genehmigung dagegen nicht spätestens am 29. April 2021 erteilt worden, hätte das damalige Vorgehen aber zu größeren Verwerfungen führen können. Nur so war eine Zuschlagserteilung für Windenergieanlagen am letzten Tag vor der am 1. Mai 2021 terminierten nächsten Ausschreibung möglich. Dadurch hatten die nicht bezuschlagten Bieter noch eine (jedenfalls theoretische) Möglichkeit, an der nächsten Ausschreibungsrunde teilzunehmen. Diese Option wäre im Jahr 2027 angesichts des in den letzten Ausschreibungen für fast alle EE-Technologien erheblichen Wettbewerbs, dem hohen Maß an nicht erfolgreichen Geboten und dem großen Umfang teilnahmeberechtigter Projekte noch dringlicher als 2021.

Es sprechen daher gute Gründe dafür, in das EEG 2027 vorsorglich eine Regelung zu integrieren, die für den Fall einer verzögerten beihilferechtlichen Genehmigung vorsorgt. Diese sollte jedoch anders als der vorgeschlagene § 103 EEG 2027-RegE ausgestaltet werden. Es wären folgende Regelungsgegenstände zu überlegen:

- ▶ Es sollte – anders als im vorliegenden § 103 EEG 2027-RegE – Klarheit darüber geschaffen werden, ob eine Ausschreibung zu dem im Gesetz vorgesehenen Termin durchgeführt werden muss, wenn bis zu einem bestimmten Datum vor der spätestmöglichen Bekanntgabe eines Ausschreibungstermins noch keine oder für den Fall eines teilweisen Vereinbarkeitsbeschlusses keine diese Ausschreibung betreffende beihilferechtliche Genehmigung vorliegt.
- ▶ Dabei ist zu entscheiden, für welchen Zeitraum diese Sonderregelung gelten soll und welche Ausschreibungstermine der verschiedenen EE-Ausschreibungen

¹² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/2021/Gebotstermin_01_02_2021/Gebotstermin_01_02_21.html.

¹³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/2021/Gebotstermin_01_03_2021/gebotstermin_01_03_2021_node.html.

¹⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Mrz_2021/start.html.

¹⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin010421/Innov_010421_node.html.

¹⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210430_EEAusschreibungen.html.

erfasst werden soll. Derzeit ist lediglich ein Ausschreibungstermin erfasst.

- ▶ Wie in dem vorgeschlagenen § 103 EEG 2027-RegE sollte geregelt werden, dass die aufgrund einer solchen Verschiebung nicht bezuschlagten Mengen nicht erst im Folgejahr, sondern noch im laufenden Jahr nachgeholt werden und wie diese sich auf die weiteren Termine verteilen.
- ▶ Es sollte zudem überlegt werden, ob eine Kumulation von Zuschlägen die Hersteller, Projektentwickler und die an der Errichtung von EE-Anlagen beteiligten Unternehmen in der praktischen Umsetzung vor zusätzliche Herausforderungen stellen würde und daher die Realisierungsfristen ebenfalls angepasst werden

sollten. Werden die Ausschreibungsmengen von zwei oder gar drei Ausschreibungsterminen zusammengefasst und gleichzeitig bezuschlagt, steht für deren Realisierung insgesamt ein kürzeres Zeitfenster zur Verfügung. Da aber die Kapazitäten für die zeitgleiche Errichtung einer solchen Anzahl an Anlagen nicht im gleichen Maße steigt – und aufgrund des temporären Zustandes auch volkswirtschaftlich nicht sinnvoll aufgebaut werden sollte –, könnten Engpässe mit möglicherweise (bestenfalls) höher Kosten oder (schlechtestenfalls) einem deutlichen Anstieg der nicht fristgerechten Realisierungen die Folge sein. Durch eine Streckung der Realisierungsfrist bis zum Eintritt der ersten Pönalenstufe könnte diesem Effekt begegnet werden.

B. Einführung eines Refinanzierungsbeitrags

I. Einführung des Refinanzierungsbeitrags ist unionsrechtlich erforderlich

Die Einführung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG 2027-RegE geht auf unionsrechtliche Vorgaben zurück:

- Zum einen fordert Art. 19d EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO)¹⁷ die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen, also von Förderinstrumenten, die sowohl eine Förder- als auch eine Abschöpfungskomponente beinhalten. Die Regelung wurde durch die EU als Teil der Elektrizitätsbinnenmarktreform eingeführt, mit der auf die hohen Energiepreise in der Folge des russischen Angriffskriegs reagiert werden sollte und die darauf abzielt, erschwingliche Strompreise für alle Verbraucher zu erreichen¹⁸. Anzuwenden ist diese Regelung auf alle Anlagen, deren Förderung am oder nach dem 17. Juli 2027 begründet wird, Art. 19d Abs. 1 UAbs. 2 EBM-VO.
- Zum anderen erfordert das EU-Beihilferecht die Sicherstellung der angemessenen Förderhöhe im EEG-System. Im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2023 hat sich Deutschland gegenüber der Europäischen Kommission verpflichtet, ein Rückzahlungsinstrument einzuführen¹⁹. Für die Europäische Kommission stellen Rückzahlungsinstrumente, u. a. in der Form zweiseitiger Differenzverträge, ein Mittel dar, bei mit erheblichen Unsicherheiten verbundenen Marktentwicklungen eine angemessene Förderhöhe bei längerer Förderdauer sicherzustellen²⁰.

Weitergehende Informationen zum EU-Rechtsrahmen finden sich in:

J. Kamm/M. Kahles/F. Hoff, CfD & Co.: EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, Würzburger Studie zum Umweltenergie recht Nr. 40 vom 15.04.2025 abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergie recht.de/wp-content/uploads/2025/04/Stiftung_Umweltenergie recht_Wuestudien_40_Rueckzahlungsinstrumente-bei-EE-Foerderung_2025-04-15.pdf.

II. Unionsrechtlicher Anwendungsbereich und Umsetzung im Regierungsentwurf

§ 21d EEG 2027-RegE geht bezüglich Größe und Art der dem Refinanzierungsbeitrag unterliegenden Anlagen über die unionsrechtlichen Mindestvorgaben hinaus (dazu 1. und 2.).

1. Zwingender Anwendungsbereich der EBM-VO erst für Anlagen ab 200 kW

Art. 19d Abs. 6 EBM-VO eröffnet den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben von der Pflicht zur Einführung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme auszunehmen. Solche Anlagen können weiterhin über alternative Fördermechanismen, wie etwa Einspeisevergütungen, unterstützt werden. Mangels anderweitiger Begriffsbestimmungen dürften Kleinanlagen ab dem 1. Januar 2026 als Anlagen mit einer installierten Kapazität von weniger als 200 kW zu verstehen sein, für die gemäß

¹⁷ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU L 158 v. 14.06.2019, S. 54, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024, ABl. EU L v. 26.06.2024.

¹⁸ Vgl. u. a. Erwägungsgründe 1, 2, 9, 11 f. Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der

Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024.

¹⁹ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022, Rn. 31.

²⁰ Europäische Kommission, Mitteilung – Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, ABl. EU C 80 v. 18.02.2022, S. 1, Rn. 90.

Art. 5 Abs. 2 lit. b) und Abs. 4 EBM-VO sowie Art. 12 Abs. 2 lit. a), Abs. 4 und 5 EBM-VO auch Abweichungen von der Bilanzkreisverantwortung und ein vorrangiger Dispatch möglich sind²¹. Dies deckt sich auch mit der Auslegung der Europäischen Kommission im Rahmen ihrer Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, wonach „kleine Anlagen“, die noch eine direkte Preisstützung erhalten können, ohne zur Vermarktung ihres Stroms verpflichtet zu sein, solche sind, deren Kapazität unter dem Schwellenwert von 200 kW nach Art. 5 EBM-VO liegt²².

Das EU-Recht fordert die Einbeziehung in zweiseitige Differenzverträge somit zwingend erst ab der Schwelle von 200 kW installierter Leistung. Nach § 21d Abs. 1 S. 1 EEG 2027-RegE unterliegen bereits Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW der Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags. Das EU-Recht schreibt allerdings nicht vor, dass Anlagen erst ab 200 kW dem Refinanzierungsbeitrag unterliegen dürfen, er belässt den Mitgliedstaaten lediglich die Möglichkeit, Anlagen unterhalb der Schwelle von 200 kW von der Rückzahlungspflicht auszunehmen. Damit nutzt der Regierungsentwurf zwar den unionsrechtlichen Spielraum nicht aus, hält sich aber innerhalb der diesbezüglichen EU-Vorgaben.

2. Zwingender Anwendungsbereich der EBM-VO nur für abschließend genannte EE-Technologien

Aus dem Anwendungsbereich des EEG²³ müssen nach Art. 19d Abs. 4 EBM-VO folgende erneuerbare Energiequellen einbezogen werden:

- a) Windenergie;
- b) Solarenergie;
- c) geothermische Energie;
- d) Wasserkraft ohne Speicher; [...]

Der EU-Gesetzgeber wollte damit in zweiseitige Differenzverträge Technologien einbeziehen, die niedrige und stabile Betriebskosten aufweisen und die dem Stromsystem in der Regel keine Flexibilität ermöglichen würden²⁴. Dies sei notwendig, um zu gewährleisten, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Technologien mit hohen Grenzkosten nicht gefährdet werde und flexiblen Technologien weiterhin den Anreiz zu bieten, den Strom auf Grundlage der Opportunitätskosten auf dem Markt anzubieten²⁵.

Der Regierungsentwurf bezieht nach § 21d Abs. 2 Nr. 1 EEG 2027-RegE sämtliche EE-Anlagen mit Ausnahme der Biomasseanlagen in den Anwendungsbereich des Refinanzierungsbetrags ein. Damit sind, über den zwingenden unionsrechtlichen Anwendungsbereich hinaus, auch Wasserkraftanlagen mit Speicher sowie Klär- und Deponiegasanlagen in den Refinanzierungsbeitrag einbezogen.

Die Nichteinbeziehung von Biomasseanlagen wird im Regierungsentwurf zum einen damit begründet, dass diese nach Art. 19d Abs. 4 EBM-VO nicht abgeschöpft werden müssen²⁶. Zum anderen wird darauf verwiesen, dass die Förderkosten von Biomasseanlagen deutlich höher seien als für die übrigen Technologien und daher keine Überkompensation zu befürchten sei, da bei hohen Strompreisen in der Regel auch die Kosten für die Substrate steigen würden, die in den Biomasseanlagen eingesetzt werden²⁷. Dies sei bei Deponie- und

²¹ J. Kamm/M. Kahles/F. Hoff, Cfd & Co.: EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 40 vom 15.04.2025, S. 14.

²² Europäische Kommission, Mitteilung – Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, ABl. EU C 80 v. 18.02.2022, S. 1, Rn. 123 i. V. m. Fn. 71.

²³ Zudem müssen nach Art. 19d Abs. 4 lit. e) EBM-VO auch für Kernkraftwerke mit direkten Preisstützungssystemen zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen vorgesehen werden.

²⁴ Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024, Erwägungsrund 42.

²⁵ Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024, Erwägungsrund 42.

²⁶ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 180.

²⁷ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 180.

Klärgasanlagen nicht der Fall²⁸. Eine Begründung für die über die EU-Mindestvorgaben hinausgehende Einbeziehung von Wasserkraftanlagen mit Speichern gibt der Regierungsentwurf demgegenüber nicht.

Eine Erweiterung des Anwendungsbereichs ist allerdings rechtlich zulässig, da es sich diesbezüglich nur um Mindestvorgaben handelt. Art. 19d Abs. 4 EBM-VO ist keine Verbotsnorm für weitergehende Abschöpfungstatbestände. Es können somit auch weitere Technologien einbezogen werden. Zudem kann sie sogar dann geboten sein, wenn nur auf diese Weise eine beihilferechtlich unzulässige Überförderung vermieden werden kann (siehe oben unter I.). So könnte der Hinweis auf die Gefahr der Überförderung bei allen anderen Technologien außer der Biomasse in der Begründung des Regierungsentwurfs zu verstehen sein.

3. EEG-Förderung ist ein gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen wie ein zweiseitiger Differenzvertrag i. S. v. Art. 19d EBM-VO

Zweiseitige Differenzverträge werden nach Art. 2 Nr. 76 EBM-VO wie folgt definiert:

„Zweiseitiger Differenzvertrag bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht.“

Dies bedeutet allerdings nicht, dass zwingend Verträge über die Förderung abgeschlossen werden müssten. Art. 19d EBM-VO erfasst auch „gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen“. Die Förderung im EEG beruht auf gesetzlichen Schuldverhältnissen bzw. Zuschlägen in der Form

von Verwaltungsakten, es werden keine Verträge über die Förderung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreibern oder Anlagenbetreibern und der Bundesnetzagentur geschlossen. Der Refinanzierungsbeitrag nach dem EEG 2027-RegE stellt somit zumindest ein dem zweiseitigen Differenzvertrag vergleichbares System mit denselben Auswirkungen nach Art. 19d EBM-VO dar.

Die Definition belässt auch Spielräume, wie die „Begrenzung für eine überhöhte Vergütung“ ausgestaltet werden muss. Es ist nicht zwingend ein System zu etablieren, bei dem ein und derselbe Wert sowohl die Förderhöhe als auch den die Abschöpfung auslösenden Wert bestimmt. Es wäre auch ein Marktpreiskorridor oder nur eine (überwiegend) anteilige Abschöpfung denkbar. Dies ist insbesondere dann zu rechtfertigen, wenn damit kontraproduktive Effekte vermieden würden, etwa die Abregelung zur Vermeidung von Abschöpfungstatbeständen. Würde der Anlagenbetreiber stets einen (kleinen) Prozentsatz der Einnahmen behalten können, würde ein solcher Anreiz entfallen oder weitestgehend minimiert.

Begrenzt wären solche Elemente einerseits durch die Zielrichtung der zweiseitigen Differenzverträge, die eine effektive Abschöpfung von ungeplanten Zusatzerlösen zugunsten der Allgemeinheit der Stromverbraucher bezweckt, und andererseits durch die beihilferechtlich gebotene Vermeidung einer Überförderung. Ob und inwieweit der Gesetzgeber innerhalb dieses Rahmens davon Gebrauch machen möchte, ist eine Abwägungsfrage zwischen kollidierenden Wirkungen. Berührt wären dadurch die Effektivität der Abschöpfung und damit die Fähigkeit zur Begrenzung ungeplanter Zusatzgewinne und zur Entlastung der Stromverbraucher, die Flexibilität der Erzeuger als Marktakteure, die Attraktivität bestimmter Geschäftsmodelle oder die Begrenzung der Verzerrung von Ausschreibungsergebnissen aufgrund spekulativer Gebote.

²⁸ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 181.

III. Anlässlich der Diskussion um Wechsel- und Ausstiegsmöglichkeiten: unionsrechtliche Anforderungen und Grenzen

In der politischen Diskussion um den Gesetzentwurf zum EEG 2027 wird häufig gefordert, dass die Wechselmöglichkeiten zwischen der geförderten Vermarktung mit Marktprämie nach dem EEG und der ungeforderten Vermarktung mittels sogenannter PPA erhalten bleiben und daher der Gesetzentwurf entsprechend angepasst werden muss²⁹.

1. Unveränderte Wechselmöglichkeiten zwischen geförderter und nicht geförderter Direktvermarktung

Dabei ist allerdings streng zu unterscheiden: Die Wechselmöglichkeiten zwischen geförderter und ungeforderter Direktvermarktung werden durch den vorliegenden Gesetzentwurf nicht begrenzt. Es bleibt bei der Möglichkeit eines monatlichen Wechsels nach dem unveränderten § 21b Abs. 1 S. 2 EEG 2023/2027-RegE.

2. Refinanzierungsbeitrag auch bei temporär ungeforderter sonstiger Direktvermarktung von Strom aus Anlagen mit einem Förderanspruch

Allerdings ändert ein solcher Wechsel nichts an der Einbeziehung der Anlagen in den Anwendungsbereich des Refinanzierungsbeitrags. In Abschöpfungsjahren ist der Refinanzierungsbeitrag nicht nur für Strommengen zu zahlen, die im Rahmen der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie eingespeist und vermarktet werden, sondern auch für Strommengen,

die im Rahmen der ungeforderten sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden (§ 21d Abs. 1 S. 2 EEG 2027-RegE), solange für die Anlage dem Grunde nach ein Zahlungsanspruch geltend gemacht werden kann. Dies wird im Entwurf damit begründet, dass die Abschöpfung durch einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nicht umgangen werden soll³⁰.

Art. 19d EBM-VO enthält keine direkten Vorgaben dazu, in welchen Fällen oder wie oft in direkte Preisstützungssysteme hinein oder hinaus gewechselt werden kann. Art. 19d Abs. 1 UAbs. 3 EBM-VO regelt, dass die Teilnahme an direkten Preisstützungssystemen in Form zweiseitiger Differenzverträge freiwillig sein muss. Dies bedeutet aber nicht, dass das Unionsrecht eine freie oder gar beliebige Wechselmöglichkeit zwischen einem Fördersystem mit Abschöpfung und einem ungeforderten Bereich ohne Abschöpfung verlangen oder erlauben würde. Vielmehr ist diese Norm so zu verstehen, dass es kein Zwang geben kann, in den Anwendungsbereich aus Förderung und Abschöpfung insgesamt einbezogen zu werden.

Für den EU-Gesetzgeber haben direkte Preisstützungssysteme in der Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme einerseits eine Finanzierungsfunktion. Sie sollen eine zusätzliche Einnahmequelle für die Mitgliedstaaten sein, um die Auswirkungen hoher Strompreise auf die Energiekosten der Verbraucher abzumildern³¹. Um solche Einnahmen zu generieren, muss gewährleistet sein, dass sich die Anlagen einer Zahlungspflicht nicht entziehen können. Andererseits hält der EU-Gesetzgeber ebenfalls fest, dass die Förderregelungen „kein Hindernis für die Entwicklung kommerzieller Verträge, z. B. von Strombezugsverträgen,“ darstellen sollen³².

Für die Frage zulässiger Wechselmöglichkeiten ist zudem Art. 19d Abs. 2 lit. f) EBM-VO von besonderer Bedeutung.

²⁹ Vgl. statt vieler etwa *Bundesverband Windenergie*, EEG 2027: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Stellungnahmen zum Kabinettsbeschluss vom 29. Juli 2026, September 2026, S. 14 ff.

³⁰ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 179.

³¹ Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktde-

signs in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024, Erwägungsrund 43.

³² Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktde-signs in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024, Erwägungsrund 44.

„(2) Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen werden so gestaltet, dass [...] f. sie Klauseln über Vertragsstrafen enthalten, die bei einer einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags anwendbar sind.“

Dies deutet darauf hin, dass der EU-Gesetzgeber zwar eine einmalige – wenn auch möglicherweise nicht freie – Beendigungsoption, nicht aber ein Hin- und Herwechseln zwischen Förderung und nicht geförderter Vermarktung mit Abschöpfung einerseits und ohne eine solche andererseits zulässt.

Auch die Europäische Kommission geht in ihren „Leitlinien für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge“ zwar auf die Kombinationsmöglichkeit von zweiseitigen Differenzverträgen und PPA ein, schweigt dort aber zu Wechselmöglichkeiten zwischen beiden Systemen und betont die Risiken und zu ergreifenden Risikominderungsmaßnahmen bei der Kombination mit PPA³³. Der Europäische Kommission schweben vor allem statische Kombinationsmöglichkeiten dergestalt vor, dass Bieter nur mit einem Teil der Erzeugungsleistung am Ausschreibungsverfahren für zweiseitige Differenzverträge teilnehmen und den anderen Teil mittels PPA vermarkten dürfen³⁴. Dies ist im Rahmen des EEG 2027-RegE möglich.

3. Kein Refinanzierungsbeitrag bei anfänglich fehlendem Förderanspruch und Verbrauch vor dem Netz

Der Refinanzierungsbeitrag fällt nicht an, wenn von vornherein keine Förderung in Anspruch genommen wird, weil kein wirksamer Zuschlag vorliegt (§ 21d Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2027-RegE) oder, im Fall nicht ausschreibungspflichtiger Anlagen, keine Mitteilung zur Inanspruchnahme einer Förderung gegenüber dem Netzbetreiber abgegeben wurde (§ 21d Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2027-RegE).

Zudem ergibt sich aus dem Wortlaut des § 21d Abs. 1 S. 1 EEG 2027-REGE, dass der Refinanzierungsbeitrag auch dann nicht anfällt, wenn der Strom nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird. Eine Vermarktung über sogenannte On-Site-PPA, bei dem der Strom vor dem Netz verteilt und verbraucht wird, und auch der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms bleiben somit ohne Abschöpfung möglich. Dies ist mit Art. 19d EBM-VO vereinbar, der eine Abschöpfung durch zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen im Fall eines direkten Preisstützungssystems fordert. Strom, der nicht eingespeist wird, wird aber (wie bisher auch) nach dem EEG 2027-RegE nicht gefördert und erhält somit keine direkte Preisstützung.

4. Kein Refinanzierungsbeitrag bei Beendigung der Förderung innerhalb der ersten zehn Jahre der Förderung?

Der Regierungsentwurf kennt zudem die Möglichkeit der Anlagenbetreiber in § 21e EEG 2027-RegE, innerhalb der ersten zehn Jahre der Förderdauer einmalig und endgültig den Ausstieg aus dem Förderverhältnis erklären zu können, um sich hierdurch auch der Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags dauerhaft zu entledigen. Ob eine solche Regelung unionsrechtlich zulässig ist, ist nicht eindeutig zu klären. Dass eine Ausstiegsoption bestehen kann, verdeutlicht der bereits oben erwähnte Art. 19d Abs. 2 lit. f) EBM-VO. Dieser sieht aber gerade keine folgenlose Ausstiegsoption vor, sondern verlangt eine Vertragsstrafe.

Ein aktuelles Beispiel für eine Vertragsstrafenregelung für den Ausstieg aus zweiseitigen Differenzverträgen, die die Europäische Kommission akzeptiert hat, findet sich in der beihilferechtlichen Genehmigung des italienischen Fördersystems für

³³ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge, C/2025/6701, ABl. EU C v. 19.12.2025, S. 21 ff.

³⁴ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge, C/2025/6701, ABl. EU C v. 19.12.2025, S. 21, 23.

Strom aus erneuerbaren Energien³⁵. Im Fall der einseitigen Beendigung des zweiseitigen Differenzvertrags durch den Anlagenbetreiber wird eine Vertragsstrafe fällig, entweder als Verhältnis der kontrahierten Leistung mit der noch verbleibenden Restlaufzeit berechnet als Wert und darf 20 Prozent der Investitionskosten der Anlage nicht überschreiten oder die auf Basis einer der erwarteten ersparten Zahlungen des Anlagenbetreibers zum Zeitpunkt der Kündigung berechnet und zum eigentlichen Ende der Vertragslaufzeit ggf. nachberechnet wird³⁶. Der höhere der beiden Beträge wird als Vertragsstrafe angewendet.

5. Keine Abschöpfung bei einem regelbasierten Aufschub des Förderbeginns während der Startphase?

Würde das Förderdesign im EEG 2027 dagegen so angepasst, dass der Anlagenbetreiber am Beginn des Gesamtvergütungszeitraums verbindlich für einen (von ihm) definierten Teilzeitraum auf den gesetzlichen Zahlungsanspruch verzichten könnte und dieser Anspruch erst zu einem späteren Zeitpunkt wirksam würde³⁷, scheint eine von dem vorzeitigen Ausstieg aus der Förderung (dazu soeben unter 4.) abweichende unionsrechtliche Bewertung durchaus möglich zu sein. Da hier zwar eine Finanzierungsabsicherung dem Grunde nach besteht, steht eindeutig fest, dass der Anlagenbetreiber in der ersten Phase keine Förderung beanspruchen könnte und allein Markterlöse relevant wären. Hier dürfte kein Fall einer „einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags“ i. S. d. Art. 19d Abs. 2 lit. f) EBM-VO vorliegen, weil dieses Vorgehen von Anfang an vereinbart wäre. Beihilferechtlich müsste aber auch bei einer solchen Ausgestaltung eine Überförderung ausgeschlossen werden, so dass auch insoweit eine Begrenzung möglicher Zusatzeinnahmen in der anfänglichen Marktpreisphase erforderlich sein könnte.

IV. Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags belässt Potenziale für Vermarktung

Auch wenn es zur Abschöpfung in Form des Refinanzierungsbetrags selbst bei der ungeforderten sonstigen Direktvermarktung kommen kann, enthält der Regierungsentwurf kein System, das keine individuellen Mehrerlöse ermöglicht. Vielmehr greift die Zahlungspflicht des Refinanzierungsbeitrags nur bei einer entsprechenden Steigerung des energieträgerspezifischen Marktpreisniveaus. Denn der Refinanzierungsbeitrag wird im EEG 2027-RegE abstrakt und unabhängig vom tatsächlich und individuell erzielten Vermarktungserlös des Anlagenbetreibers anhand des durchschnittlichen energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts berechnet. Ein Abschöpfungsjahr liegt nur vor, wenn der energieträgerspezifische Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert der Anlage liegt (§ 21d Abs. 1, § 23a i. V. m. Nr. 4.1 Anlage 1 EEG 2027-RegE). Auch in Abschöpfungsjahren verbleiben somit Potenziale für eine anlagenspezifische optimierte Vermarktung, z. B. durch die Nutzung von Speichern, eines systemdienlichen Anlagendesigns oder den Abschluss von Stromlieferverträgen (PPA).

Gelingt es dem Anlagenbetreiber dagegen, durch seine Vermarktungsstrategie einen höheren Markterlös zu erzielen, ist dieser nicht Gegenstand der Zahlungspflicht nach § 21d EEG 2027-RegE. Insoweit können Mehrerlöse aufgrund eines günstigen Standorts, aus einem PPA, durch eine systemdienliche Anlagenkonfiguration oder durch den Einsatz von Speichern generiert werden, die nicht der Abschöpfung unterliegen.

³⁵ Europäische Kommission, SA.115180 – Italy – Support scheme for electricity production from RES plants (FER X), C(2026) 4012 final v. 08.06.2026.

³⁶ Europäische Kommission, SA.115180 – Italy – Support scheme for electricity production from RES plants (FER X), C(2026) 4012 final v. 08.06.2026, Rn. 79, 135 f., 149

³⁷ Es könnte vielfältige Ausgestaltungen geben, exemplarisch sei die „serielle Finanzierungsstruktur“

genannt, dazu Agora Energiewende, Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen, 2025, S. 30 f., abrufbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-12_DE_Markt%C3%B6ffnender_CfD/A-EW_356_Investitionsinstrument_Wind_Solaranlagen_WEB.pdf.

V. Vorsorge für unvorhergesehene Markteffekte aufgrund der Einführung zweiseitiger Differenzverträge

Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrags verändern sich die wirtschaftlichen Bedingungen für die Marktteilnehmer. Inwieweit sich dies auf die Wirtschaftlichkeit der zur Erreichung der Ausbauziele nach §§ 1 Abs. 2, 4 S. 1 EEG 2023/2027-RegE auswirkt, ist derzeit nicht sicher zu prognostizieren. Weit verbreitet ist die Erwartung steigender Zuschlagswerte in den Ausschreibungen, weil heute eingepreiste Zusatzerlöse infolge von Marktpreissteigerungen im Laufe des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums zukünftig sich nicht mehr verringernd auf die Gebotshöhe auswirken könnten. Dies sollte bei der Ausgestaltung der Höchstwerte berücksichtigt werden, um nicht unbeabsichtigt einen für die neuen Wirtschaftsbedingungen unpassenden Rahmen zu setzen. Auch für die erst

zeitverzögert von sich ändernden Zuschlagsergebnissen abhängenden Anlagenkategorien ohne Ausschreibungserfordernisse sollten diese Effekte bedacht werden.

Jedenfalls sollte Vorsorge gegen unerwünschte Effekte durch eine Ausweitung der Möglichkeiten der Bundesnetzagentur zur Korrektur von Höchstwerten in Ausschreibungen getroffen werden. Bereits heute kann die Bundesnetzagentur nach § 85a Abs. 1 EEG 2023/2027-RegE unter bestimmten Voraussetzungen den Höchstwert anpassen. Dieser Mechanismus würde aber keine kurzfristige Reaktion auf bisher nicht erkannte Effekte der Einführung des Refinanzierungsbeitrags ermöglichen. Im Sinne einer vorausschauenden und vorsorgenden Gestaltung des EEG 2027 sollte in Betracht gezogen werden, temporär eine zusätzliche Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur zu schaffen, mit der diese im Fall von Unterzeichnungen – zum Beispiel in den jeweils ersten fünf Ausschreibungen je EE-Technologie – nach Einführung des Refinanzierungsbeitrags den Höchstwert der Ausschreibungen auch kurzfristig anheben könnte.

C. Abschaffung der Einspeisevergütung

I. (Kein) unionsrechtlicher Hintergrund

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf soll die Einspeisevergütung vollständig abgeschafft werden. Für EE-Anlagen ab 25 kW Leistung würde stattdessen die bisher für größere EE-Anlagen bereits ausschließlich zur Verfügung stehende Fördermöglichkeit der Direktvermarktung mit Marktpremie verbleiben. Insoweit wäre die Abschaffung der Einspeisevergütung lediglich eine Umstellung des Förderinstrumentes, wie es sie bereits seit 2014 für andere Anlagengrößen im EEG gegeben hat.

Für EE-Anlagen unter 25 kW bestünde diese Möglichkeit nicht. Hier würde jede Form einer Förderung beendet. Dies wäre ein über die Umstellung bei den Anlagen ab 25 kW bis 100 kW hinausgehender Paradigmenwechsel. Daran ändern auch die zeitlich begrenzten Übergangsregelungen nichts.

Anders als die Einführung des Refinanzierungsbeitrags (vgl. oben), ist die Abschaffung der festen Einspeisevergütung für zukünftige EE-Anlagen unter 100 kW Leistung nicht unionsrechtlich vorgegeben. Kleine EE-Anlagen können vorbehaltlich beihilferechtlicher Vorgaben auch über Fördermechanismen wie etwa eine feste Einspeisevergütung gefördert werden. Bei der Abschaffung der Einspeisevergütung für zukünftige EE-Anlagen unter 100 kW handelt es sich somit um eine von der nationalen Regierung angestoßene Rechtsänderung.

Zu Einzelheiten der Abschaffung der Einspeisevergütung:

Y. Kerth/A. Seußler Becerra, Die Abschaffung der Einspeisevergütung für neue EE-Anlagen nach dem Regierungsentwurf für das EEG 2027, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 62 vom 29.09.2026, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2026/09/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_62_Abschaffung_Einspeiseverguetung.pdf.

II. Einordnung der Abschaffung der Einspeisevergütung vor dem Hintergrund der verschiedenen Steuerungsanliegen des EEG

Das EEG ist am Konzept der kostendeckenden Vergütung orientiert entwickelt worden. Soweit die Wirtschaftlichkeit einer EE-Anlage auch ohne Zahlungen nach dem EEG gewährleistet ist, besteht nach diesem Ansatz keine Notwendigkeit mehr, einen Zahlungsanspruch zu gewähren. Ob dies für sämtliche bisher noch adressierten kleinen EE-Anlagen unter 25 kW der Fall ist, kann rechtswissenschaftlich nicht bewertet werden. Bisher hat das EEG einen gleitenden Ausstieg vorgesehen. Immer dann, wenn für bestimmte Anlagen die Markterlöse wirtschaftlich attraktiver als die gesetzlichen Fördertatbestände waren, erfolgte automatisch ein Auslaufen des Gesetzes. Der Gesetzgeber musste nicht die Entscheidung treffen. Dies war ein verträglicherer und zielgenauerer Ansatz, der zudem auch dynamisch ausgestaltet war und damit unterschiedlichen Marktsituationen passgenau Rechnung zollte.

Im Laufe der Zeit sind im EEG allerdings neben den ursprünglichen Finanzierungszweck weitere Steuerungsanliegen getreten, etwa die verbesserte Netz- und Systemintegration durch die Ausgestaltung von Anschlussanforderungen und Zahlungsansprüche. Ob und inwieweit deren Verwirklichung auch weiterhin verfolgt werden soll, liegt ebenfalls in weiten Teilen im freien Ermessen des Gesetzgebers. Besonders drängt sich dies vor dem Hintergrund der Abschaffung der Einspeisevergütung ohne dauerhaften Ersatz für EE-Anlagen unter 25 kW auf. Für Strom aus diesen Anlagen käme zukünftig – neben dem Eigenverbrauch – nur die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG 2023/2027-RegE und die unentgeltliche (Netzbetreiber-)Abnahme nach § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2027-RegE in Betracht. Inwieweit diese beiden Optionen allerdings netz- und

systemdienliche Steuerungswirkung hätten, ist zumindest offen. Dazu sogleich.

III. Drohende Verfehlung der positiven Integrationswirkung der Direktvermarktung

Wenn die immer wieder zu vernehmenden Befunde zutreffen, dass einerseits viele EE-Anlagen allein aufgrund des Eigenverbrauchs wirtschaftlich betrieben werden können und andererseits die Direktvermarktung der kleinen Reststrommengen wirtschaftlich aufgrund des damit verbundenen Aufwands für Dienstleister unattraktiv ist, dann besteht die Gefahr, dass die gewünschte Integrationswirkung der Direktvermarktung nicht erreicht wird. Dafür könnte ein ausreichender wirtschaftlicher Anreiz für die Anlagenbetreiber ebenso wie für potenzielle Direktvermarkter fehlen. Mit der vorgesehenen Ausweitung und eigenständigen Ausgestaltung der Netzbetreiberabnahme hat der Anlagenbetreiber eine Alternative zur Direktvermarktung, auch wenn er damit auf sämtliche mögliche Markterlöse verzichten würde.

Dies gilt vor allem für besonders kleine EE-Anlagen. Zwar wird der Smart-Meter- und Steuerungsrollouts auf Anlagen ab 2 kW ausgeweitet, um die technischen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass zukünftig auch für diese EE-Anlagen eine Direktvermarktung und damit Reaktionen auf Preissignale des Markts ermöglicht werden. Ob sich für die aus diesen Anlagen zu vermarktenden geringen Strommengen rechtzeitig ein bislang nicht verfügbares Geschäftsmodell etabliert haben wird, ist offen.

Der Gesetzentwurf sieht für EE-Anlagen unter 25 kW ein zweistufiges Übergangsregime vor:

- ▶ Zunächst eine auf drei Jahre befristete Übergangszahlung, wobei die Anlagen bis Ende 2028 (Anlagen unter 25 kW) bzw. bis Ende 2030 (Anlagen unter 7 kW) in Betrieb genommen werden müssen;
- ▶ danach einen auf vier Jahre befristeten Bonus für die sonstige Direktvermarktung.

Damit wird Zeit gewonnen, um entsprechende Geschäftsmodelle der

Direktvermarktung für kleine und kleinste Anlagen zu etablieren. Sollte dies nicht erfolgreich sein und eine Direktvermarktung nicht mit angemessenem Aufwand möglich sein, kann die Bundesnetzagentur die befristeten Übergangszahlungen bis Ende 2032 verlängern.

Wenn es nicht gelingt, bis zum Ablauf der – ggf. verlängerten – Übergangsfrist ein funktionierendes und wirtschaftlich ausreichend attraktives Direktvermarktungsmodell für kleine EE-Anlagen zu etablieren, bliebe diesen Anlagen nur die unentgeltliche (Netzbetreiber-)Abnahme. In diesem Fall erhielten die Anlagenbetreiber aus dem rechtlichen Rahmen des EEG 2027-RegE jedoch gerade keine Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten.

Dann blieben zu diesem Zweck allein die dem Netzbetreiber eröffneten Reaktionsmöglichkeiten, EE-Anlagen bei Netzepässen (§ 13 Abs. 1 EnWG) und/oder in Zeiten negativer Strompreise unter bestimmten Voraussetzungen abzuregeln (§ 5 Abs. 3 Erneuerbare-Energien-Verordnung bzw. § 5 Abs. 4 Erneuerbare-Energien-Verordnung-RegE). Dies setzt in technischer Hinsicht ihre Fernsteuerbarkeit voraus, die allerdings bei EE-Anlagen unter 25 kW keine Vorgabe für die Einspeisung im Rahmen der unentgeltlichen (Netzbetreiber-)Abnahme ist (anders als bei EE-Anlagen über 25 kW, vgl. § 9 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 lit. a EEG 2023/2027-RegE). Erst mit dem – im Wesentlichen bis Ende 2032 geplanten – erfolgreichen Vollzug des Smart-Meter- und Steuerungsrollouts werden auch EE-Anlagen unter 25 kW, die ihren Strom nicht direkt vermarkten und deswegen fernsteuerbar sein müssen, fernsteuerbar.

IV. Dauerhafte Spitzenkappung bei PV-Dachanlagen unter 100 kW auf 50 Prozent der Wirkleistungseinspeisung

Offen wären zudem die Folgen der für PV-Anlagen bis 100 kW neugefassten Pflicht zur sogenannte Spitzenkappung der Wirkleistungseinspeisung. Anders als bisher soll diese Beschränkung des Netzan schlussanspruchs dauerhaft und unabhängig vom Einbau eines intelligentem

Messsystems und der Veräußerungsform (§ 9 Abs. 2b EEG 2027-RegE) – also auch im Fall der Direktvermarktung – gelten.

Zudem soll die Beschränkung nicht wie bisher für jede hinter dem Netzanschluss befindliche Anlage berechnet und damit summiert werden, sondern als Begrenzung für alle hinter einem Anschluss befindlichen Anlagen gelten. Dies betrifft vor allen Kombinationen aus EE-Anlagen und sogenannten Grünstromspeichern. Bisher bezog sich die – ohnehin nur bis zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen befristete – Spitzenkappung auf die Gesamtheit der Leistung aller Anlagen hinter einem Verknüpfungspunkt. Für Anlagen mit einer Leistung ab 25 kW und von weniger als 100 kW (§ 9 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. b) EEG 2023) sowie für Anlagen unter 25 kW (§ 9 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 EEG 2023) war „die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung [zu] begrenzen“. Zukünftig soll die diese modifiziert fortbestehende Grundregelung ergänzende Spezialregelung des § 9 Abs. 2b S. 1 EEG 2027-RegE „die Wirkleistungseinspeisung [...] auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung **der hinter dem Verknüpfungspunkt angeschlossenen Solaranlagen des zweiten Segments** begrenzen.“ (Hervorhebung nicht im Original). Zusätzlich zur Dauerhaftigkeit der Begrenzung wird damit auch die Bemessungsgrundlage verändert und allein auf die Leistung der PV-Anlage beschränkt. Ein oder – etwa im Fall des bidirektionalen Ladens – mehrere Speicher sind damit auch

von dieser Leistungsbegrenzung erfasst, weil es nicht mehr wie in § 9 Abs. 2 EEG 2023/2027-RegE auf die „installierte Leistung“ unabhängig von deren Zuordnung ankommt.

Durch diese dauerhafte Beschränkung der installierten Leistung der PV-Dachanlagen unter 100 kW auf 50 Prozent der installierten Leistung der Anlage drohen Direktvermarktungsoptionen erschwert zu werden. Die vorgesehene Kappung würde die für eine Direktvermarktung zur Verfügung stehende Leistung beschränken, was die Möglichkeiten und Erfolgsaussichten einer Direktvermarktung beeinträchtigen könnte. Selbst bei hohen Marktpreisen – einem eindeutigen Signal von fehlenden angebotenen Strommengen – könnte eine Anlage nur mit der begrenzten Leistung und folglich nur weniger Kilowattstunden zur Verfügung stellen. Dadurch werden die Erlösmöglichkeiten der Direktvermarktung beschränkt, wodurch die Nutzung dieser Veräußerungsform zusätzlich zur Frage, ob sich die Direktvermarktung angesichts von Fixkosten und geringerer Strommengen lohnen kann, unwahrscheinlicher werden könnte.

Es sollte daher noch einmal geprüft werden, ob die Sonderregelung des § 9 Abs. 2b EEG 2027-RegE tatsächlich erforderlich ist. Alternativ könnte die bestehende Regelung des § 9 Abs. 2 EEG 2023 lediglich auf 50 Prozent abgesenkt werden, ohne ihren temporären Charakter aufzugeben.

D. Änderungen des Referenzertragsmodells

I. Kritik an den Gebietszuschnitten

Vielfach wird die konkrete Einteilung des Bundesgebiets in zukünftig vier anstelle von zwei Regionen kritisiert. Dazu ist zunächst anzumerken, dass der Gesetzgeber verfassungsrechtlich große Freiheiten genießt, Abstufungen in der Ausgestaltung der Förderung vorzunehmen, um weitere Steuerungseffekte zu erzielen. Dass er dabei pauschalisiert und typisiert, ist ebenfalls nicht per se zu kritisieren. Die einer solchen Pauschalisierung und Typisierung immanente innewohnende partielle Ungleichbehandlung ist dabei eine grundsätzlich hinzunehmende Nebenfolge, solange sachgerechte Merkmale gewählt werden, anhand derer die Pauschalisierung und Typisierung erfolgt.

Ob die zu Grunde gelegten Merkmale sachgerecht sind, kann anhand der Ausführungen in der Gesetzesbegründung nicht abschließend bewertet werden. Der grundsätzliche Ansatz, die Windhöffigkeit von Gebietskörperschaften als Anknüpfungspunkt zu nehmen, ist dabei aber nicht grundsätzlich ungeeignet. Fraglich könnte allenfalls ein in der Gesetzesbegründung erkennbarer Perspektivwechsel sein: Während zur Begründung der Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion auf die Standortqualität auf die „ausgewiesenen und in Ausweisung befindlichen Windflächen“ und damit die konkret auf die Qualität der für die Nutzung durch Windenergie an Land vorgesehenen Flächen abgestellt wird³⁸, betrachtet der Regierungsentwurf für die Einteilung in Regionen dagegen lediglich die Windhöffigkeit von Landkreisen insgesamt. Eine Zuordnung erfolgt anhand „90 Prozent der jeweiligen Gesamtfläche“³⁹, ohne dass weiter untersucht wird, ob sich die „ausgewiesenen und in Ausweisung befindlichen Windflächen“ überwiegend oder gänzlich innerhalb dieser Gebiete befinden. Da durchschnittlich lediglich 2 Prozent des Bundesgebiets ausgewiesen sein sollen, ist nicht auszuschließen, dass die Windenergieflächen sich zu einem großen Anteil in

Gebieten mit schlechteren Windverhältnissen befinden.

Das Erfordernis sachgerechter Abgrenzungskriterien setzt zugleich einer punktuellen Korrektur der so ermittelten Ergebnisse Grenzen. Wird ein als nicht sinnvoll erachtetes Ergebnis abweichend von den gewählten Abgrenzungsmerkmalen (politisch) korrigiert, besteht die konkrete Gefahr einer willkürlichen Ungleichbehandlung. Würde etwa aufgrund der öffentlichen Kritik an der Zuordnung des Landkreises Borken in Nordrhein-Westfalen zur Küstenregion dieser Landkreis der Region Mitte-Nord zugeordnet, würde die bisher angewendete Methodik – soweit kein Fehler vorliegt – durchbrochen und damit die gesamte Systematik in Frage gestellt.

II. Potenzierung des Spannungsverhältnisses von EEG und Genehmigungsrecht

1. Einteilung in vier Regionen verdoppelt ein Strukturproblem des Referenzertragsmodells

Mit der Verdopplung der für das Referenzertragsmodell relevanten Regionen verdoppelt sich auch ein bereits im bisherigen EEG enthaltenes Problem. An der jeweils unteren Grenze des Referenzertragsmodells, unterhalb derer weitere Nachteile der Windverhältnisse durch steigende Korrekturfaktoren nicht weiter ausgeglichen werden, geht die Steuerungswirkung des Referenzertragsmodells verloren. Ein weiterer Ausgleich findet nicht statt. Dies ist verfassungsrechtlich zunächst nicht zu beanstanden. Allerdings führt eine weitere Ausdifferenzierung zu einer Verschärfung und zu einer potenziellen Ungleichbehandlung. Trotz gleicher Windverhältnisse am jeweiligen Standort werden diese ungleich behandelt. Dabei sollte ins Auge gefasst werden, dass dieses Phänomen bereits an Standorten vor Erreichung der unteren

³⁸ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 200.

³⁹ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 251.

Grenze einsetzt. Denn je dichter ein Standort nach den vorliegenden Windstragsgutachten sich der unteren Grenze nähert, desto geringer ist der wirtschaftliche Puffer für den Fall, dass die Gutachten zu optimistisch waren, schlechte Windjahre auftreten oder die Abschaltungen stärker als erwartet wirken. Gerade in Zeiten eines hohen Wettbewerbs bei den EEG-Ausschreibungen für Wind an Land und niedrigen Zuschlagswerten könnte dies dazu führen, dass die Skala der jeweiligen Region nicht bis zum unteren Ende ausgeschöpft werden kann und sich damit einerseits die verfügbare Fläche reduziert und andererseits die Ungleichbehandlung gleicher Windqualitäten in unterschiedlichen Regionen weiter verschärft.

2. Ausschluss des vollständigen Ausgleichs von Nachteilen aufgrund öffentlich-rechtlich vorgegebener Abschaltauflagen

Besonders kritisch ist dies im Hinblick auf die Wirkung der genehmigungsrechtlichen Abschaltauflagen. In der Gesetzesbegründung wird ausdrücklich angeführt, dass solche Standorte relativ gesehen schlechter gestellt werden sollen. Ob dies eine sachgerechte Unterscheidung darstellt, ist allerdings zweifelhaft. Dies ergibt sich aus mindestens drei Gründen:

- ▶ Anders als bei freien Entscheidungen des Anlagenbetreibers, etwa im Hinblick auf eine Parkkonfiguration und den gewählten Abstand der Windenergieanlagen zueinander – dieser Umstand wird in der Gesetzesbegründung ebenfalls als ein Umstand angeführt, der durch die Neuregelung unattraktiver gemacht werden soll –, hat der Anlagenbetreiber für das jeweils konkrete Projekt keinen Einfluss, ob und in welchem Umfang Abschaltauflagen im Genehmigungsverfahren festgesetzt werden.
- ▶ Erschwerend kommt dazu, dass bei vielen der Abschaltauflagen deren wirtschaftliche Auswirkungen gar nicht vorab quantifizierbar sind und sich im Laufe der Zeit ändern können, ohne dass der Anlagenbetreiber darauf Einfluss nehmen kann.
- ▶ Abschaltauflagen können zudem nicht nur vor Inbetriebnahme einer Anlage im Genehmigungsverfahren festgesetzt

werden, sondern auch erst später während des Betriebs auferlegt werden. Dies kann zu unvorhersehbaren Verschlechterungen führen.

Soweit die aus hoheitlich festgelegten Abschaltauflagen resultierende verringerte Stromerzeugung zukünftig ab einem bestimmten Punkt nicht mehr ausgeglichen werden würde, wird ein Spannungsverhältnis zwischen öffentlich-rechtlichen Vorgaben und zivilrechtlichen Anreizen erzeugt. Dieses erscheint weder sachgerecht noch trüge es dem Konzept der „Einheit der Rechtsordnung“ Rechnung, sondern würde dieses in Frage stellen.

Dies ließe sich korrigieren, ohne die grundsätzliche Einteilung in vier Regionen in Frage zu stellen. Abweichend von den vorgeschlagenen Festlegungen von Regionen und den für diese geltenden Mindestgütekriterien können diese unterschritten werden, soweit diese allein auf Verlustfaktoren nach Nr. 7.1. lit. d) Anlage 2 EEG 2027-RegE – „genehmigungsrechtlichen Auflagen, zum Beispiel zu Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutz oder zum Schutz des Flugbetriebs einschließlich Radar; Auflagen oder Anordnungen im Zusammenhang mit dem Windsektormanagement zur Gewährleistung der Standsicherheit bleiben unberücksichtigt“ – zurückgehen.

3. Neue Wirkung des Phänomens „Windklaus“

Das nicht neue Phänomen des „Windklaus“ würde durch die vorgeschlagene neue Einteilung in vier Regionen ebenfalls zusätzliche Relevanz erlangen. Dieses Phänomen tritt auf, wenn eine oder mehrere neue Anlagen in (Haupt-)Windrichtung vor einem bestehenden Windpark gebaut werden und dadurch einen Abschattungseffekt mit niedriger Erzeugungsmenge auslösen. Verwaltungsgerichtlich wird dies über das bauplanungsrechtliche Gebot der gegenseitigen Rücksichtnahme im Außenbereich

nach § 35 Abs. 3 S. 1 BauGB adressiert⁴⁰. Die dadurch zu treffende Abwägung im Einzelfall schafft aber keinen wirkungsvollen Abwehranspruch der Betreiber der bestehenden Anlagen. Auch über das Referenzertragsmodell würde zukünftig bei Unterschreiten der unteren Schwellenwerte kein anteiliger Ausgleich mehr gewährt.

III. Zukünftige Inkompatibilität für den Fall der Änderungen des Netzanschlussanspruchs durch das Netzanschlusspaket

Sollte die für § 8 Abs. 4 EEG im Rahmen des Netzanschlusspakets vorgesehene Änderung in der vorliegenden Form beschlossen werden und zukünftig die Redispatch-Entscheidung nicht mehr vollständig

ausgeglichen werden, gäbe es eine weitere Inkompatibilität im Referenzertragsmodell. Bisher werden im Rahmen der Ermittlung des Standortertrags nach fünf, zehn und 15 Jahren nicht nur die eingespeisten Strommengen berücksichtigt, sondern verschiedene nicht erzeugte Strommengen fiktiv angerechnet. Dazu zählen u. a. auch die im Rahmen des Redispatch abgeregelten Strommengen. Hintergrund dieser Regelung ist der Umstand, dass diese finanziell ausgeglichen werden, so dass der Anlagenbetreiber besser stehen würde, wenn diese nicht eingespeisten Strommengen zusätzlich die Standortgüte verschlechtern und den Korrekturfaktor erhöhen würden. In dem Umfang, in dem zukünftig nach dem Regierungsentwurf zum Netzanschlusspaket diese Entschädigung gekürzt würde, wäre die Wertung nicht mehr vollständig zutreffend.

⁴⁰ Siehe etwa BVerwG, Beschl. v. 13.03.2019, Az.: 4 B 39.18.

E. Einführung einer Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken

I. Tendenzielle Ungeeignetheit des konkreten Vorschlags wegen fehlenden Ausschlusses von Umgehungstatbeständen und Durchsetzungsdefiziten

Die vorgesehene Begrenzung von Pachthöhen verfolgt das grundsätzlich legitime Ziel, überhöhte Flächenkosten für Windenergievorhaben zu begrenzen. Damit ein solcher Steuerungsansatz sein Regelungsziel verwirklichen kann, sind verschiedene Voraussetzungen erforderlich. Dazu gehört, dass die Regelung so ausgestaltet ist, dass sie keine Ausweich- oder Umgehungstatbestände eröffnet. Andernfalls drohen die gesetzgeberischen Ziele unterlaufen zu werden, weil eine Kostensenkung nicht erreicht werden kann.

Zudem sollte der Höchstwert so gewählt werden, dass er die Kosten tatsächlich und effektiv begrenzen kann. Dies kann mit der vorgeschlagenen Grenze von 3,5 Prozent des Produkts aus dem jährlichen erzielbaren Standortertrag der Anlage und dem für die Anlage im jeweiligen Jahr maßgeblichen anzulegenden Wert als erfüllt angesehen werden. Sollte der im Gesetz vorgesehene Wert aber erhöht werden und damit teilweise oberhalb zu beobachtender Pachthöhenvereinbarungen liegen, könnte sich die Steuerungswirkung umkehren und aufgrund seiner Orientierungswirkung in diesen Segmenten zu höheren Pachtbeträgen führen.

Ob aber auch das Ziel einer effektiven Begrenzung tatsächlich erreicht werden kann, erscheint in der jetzigen Ausgestaltung jedoch fraglich. Zwar erfasst § 36d EEG 2027-RegE nach seinem Wortlaut nicht nur klassische Standortflächen, sondern auch bestimmte Nebenanlagen und bauordnungsrechtliche Abstandsflächen. Selbst die für die Anschlussleitung erforderlichen Grundstücke sind im Umkreis von 2,5 km um den Anlagenstandort erfasst. Allerdings erscheint der sachliche Anwendungsbereich nicht umgehungsfest ausgestaltet zu sein.

So ist etwa unklar, ob Flächen für naturschutzrechtliche Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen von der Entgeltbegrenzung erfasst werden. Obwohl solche Flächen für Windenergievorhaben regelmäßig erforderlich sind, werden sie in § 36d Abs. 1 S. 2 EEG 2027-RegE nicht ausdrücklich genannt. Da die Vorschrift die berücksichtigungsfähigen Flächen vergleichsweise detailliert aufzählt, ohne sie ausdrücklich als beispielhaft zu kennzeichnen, spricht einiges dafür, dass es sich um einen abschließenden Katalog handelt. In diesem Fall könnten wirtschaftliche Vorteile zumindest teilweise auf nicht erfasste Flächen verlagert werden, ohne in die Entgeltbegrenzung einzufließen.

Nach der Gesetzesbegründung soll die Regelung Umgehungen verhindern, insbesondere durch die Einbeziehung sonstiger Nutzungsberechtigter und die Erfassung von Kettenpachtmodellen. Dies erfasst aber nur einen Teil der verschiedenen Umgehungsmöglichkeiten. Wirtschaftliche Vorteile könnten beispielsweise durch gesonderte Dienstleistungs-, Pflege-, Wartungs- oder sonstige Vertragsverhältnisse, aber auch durch die Übertragung von Anteilen an der Projektgesellschaft auf die Grundstückseigentümer ohne angemessene Gegenleistung, durch Arbeitsverträge mit von den Grundstückseigentümern benannten Personen mit oder ohne entsprechende Arbeitsleistung oder durch vielfältige weitere Vertragsverhältnisse übertragen werden. Daher verbleiben erhebliche Umgehungs- und Vollzugsrisiken, die das Ziel einer effektiven Begrenzung zu unterlaufen drohen.

Offen ist ferner, ob die gewählte Rechtsfolge geeignet ist, überhöhte Entgelte wirksam zu vermeiden. Ein Verstoß gegen § 36d EEG 2027-RegE würde lediglich zu einseitigen wirtschaftlichen Konsequenzen führen. Als Rechtsfolge ist eine Pönale nach § 53a EEG 2027-RegE vorgesehen, die ausschließlich den Anlagenbetreiber treffen würde. Der Grundstückseigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte würde demgegenüber nicht belastet. Die vorgeschlagene Regelung setzt damit bewusst auf eine

einseitige Verhaltenssteuerung des Anlagenbetreibers. Dadurch enthält sie aber keine Anreize für die Grundstückseigentümer, sich rechtstreu zu verhalten. Dies führt zu einer äußerst problematischen Verhandlungssituation, bei der die Anlagenbetreiber sich Forderungen ausgesetzt sehen können, die ihnen zusätzliche Nachteile verursachen könnten. Dies würde wiederum Anreize setzen, diese Zahlungen zu verschleiern, um die Wahrscheinlichkeit zu verringern, die Pönale zahlen zu müssen.

Mit der vorgeschlagenen Pönale besteht das Risiko, dass sich die Erlössituation des Anlagenbetreibers im Fall eines Verstoßes verschlechtert. Dadurch würde bei der üblichen Projektfinanzierung die für Fremdkapitalgeber wichtige Absicherungsfunktion des EEG beschränkt, wodurch die Fremdkapitalgeber ihrerseits ein Eigeninteresse an der Einhaltung der Regelung haben. Sie werden neben dem Anlagenbetreiber daher als private Kontrolle aktiviert. Wie effektiv dies ist oder ob für einen solchen Effekt weitergehende Sanktion etwa in Form des (teilweisen) Entfalls des Vergütungsanspruchs erforderlich wären, kann rechtswissenschaftlich nicht beurteilt werden.

Um auch die Grundstückseigentümer in den Sanktionsmechanismus einzubeziehen und damit deren mögliches Interesse an einem Umgehen der Regelungen effektiv zu unterbinden, sollte darüber nachgedacht werden, dass alle Vereinbarungen zwischen dem Grundstückseigentümer und dem Anlagenbetreiber, die die gesetzliche Entgeltgrenze überschreiten oder ihrer Umgehung dienen, insoweit von Anfang an keine Rechtswirkungen entfalten und der überschießende Teil der Vereinbarung nicht nur nicht durchgesetzt werden kann, sondern erfolgte überschießende Zahlungen sogar zurückgefordert werden können. Dies würde den Rechtsgedanken des § 134 BGB aufgreifen, wonach Rechtsgeschäfte, die gegen ein gesetzliches Verbot verstoßen, grundsätzlich nichtig sind. Dadurch könnte erreicht werden, dass schon kein Interesse an der Umgehung besteht, weil sich niemand darauf verlassen könnte, dass er eine unrechtmäßig vereinbarte Leistung auch erhält oder behalten dürfte. Eine solche Einbeziehung der Grundstückseigentümer oder sonstigen Begünstigten in den Sanktionsmechanismus würde die Effektivität der Regelung erheblich verbessern und das

Interesse am Abschluss solcher Vereinbarungen schmälern.

Schließlich adressiert der Regelungsvorschlag nicht das Problem, dass vielfältige bereits geschlossene Verträge an die neue Rechtslage angepasst werden müssen, wenn nach dem Ablauf der vorgesehenen Übergangszeit an einer Ausschreibung teilgenommen werden soll. Viele Verträge wurden noch unter anderen Voraussetzungen geschlossen und dürften daher nicht mit den Anforderungen vereinbar sein. Da Nutzungsverträge für Grundstücke am Anfang der Projektentwicklung geschlossen werden, dürfte dieses Problem auch deutlich länger relevant bleiben, als es die im Gesetzentwurf vorgesehene Übergangsregelung löst. Bei solchen Nachverhandlungen ist zudem nicht ausgeschlossen, dass Vorleistungen der Projektierer entwertet werden, wenn es zu keiner Verständigung über eine Anpassung der Nutzungsverträge kommen sollte. Um dieses Problem zu vermeiden und insgesamt einen einfachen und möglichst automatischen Umstellungsprozess zu ermöglichen, sollte eine Regelung erwogen werden, die eine gesetzliche Vertragsanpassung bewirkt, soweit nicht eine der Vertragsparteien widerspricht.

II. Leerstelle bei Anschlussleitungen mit mehr als 2,5 km Länge

Wenn die Gesamtsystemkosten durch eine Begrenzung der Kosten für Grundstücksnutzungen effektiv gesenkt werden sollen, dann ist es nicht damit getan, die Kosten für unmittelbar für die Errichtung benötigten Grundstücke und die Grundstücke für Anschlussleitung im Umkreis von 2,5 km um die Anlage zu deckeln. Soweit die Kosten für die Grundstücksnutzungen für Anschlussleitungen jenseits dieses vergleichsweise engen Kreises nicht begrenzt werden, besteht die konkrete Gefahr, dass Einsparungen (zum Teil) durch höhere Forderungen der Grundstücksberechtigten außerhalb des definierten Umkreises konterkariert werden.

Mit § 11a EEG 2023 existiert bereits eine Norm im EEG, die diese Fragestellung dem Grunde nach adressiert. Da diese entgegen dem ursprünglichen Vorschlag aber nicht für alle Grundstückseigentümer und

sonstige Nutzungsberechtigte, sondern nur für solche der öffentlichen Hand gilt, müsste der Adressatenkreis erweitert werden. Dies sollte zum Anlass genommen werden, auch den Adressatenkreis in § 11b EEG 2023 entsprechend zu erweitern.

III. Begrenzung grundsätzlich verfassungsrechtlich zulässig

Gegen die Begrenzung der Zahlungen für Flächenpachten werden verfassungsrechtliche Bedenken vorgebracht, die sich im Wesentlichen auf einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit der Anlagenbetreiber oder der Grundstückseigentümer, abgeleitet aus der Eigentumsfreiheit nach Art. 14 GG, der Berufsfreiheit nach Art. 12 GG und der allgemeinen Handlungsfreiheit nach Art. 2 Abs. 1 GG, einen Verstoß gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz nach Art. 3 Abs. 1 GG sowie einen Verstoß gegen das Rückwirkungsverbot beziehen⁴¹. Auch wenn die Stiftung Umweltenergierecht diese Fragestellungen bisher nicht in einem Gutachten ausgearbeitet hat, kommen wir bei unseren Überlegungen zu einer gegenteiligen Einschätzung.

1. Vertragsfreiheit

Gegen einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit sprechen verschiedene Gesichtspunkte:

- Die Regelung belässt den Vertragsparteien die Freiheit, Zahlungen für Flächen frei zu vereinbaren. Zum einen greift die Begrenzung nur für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine Förderung nach dem

EEG erhalten will. Im förderfreien Bereich besteht keine Begrenzung. Die Regelung stellt somit eine Voraussetzung für die Inanspruchnahme einer Förderung dar. Auch wenn man hierin dennoch einen mittelbar-faktischen Eingriff in die Vertragsfreiheit sehen würde⁴², sprechen verschiedene Aspekte gegen eine Unverhältnismäßigkeit der Regelung:

- Die Regelung verfolgt das Ziel, die Förderkosten zu begrenzen⁴³ und damit einen legitimen Zweck. Auch bestehen hinsichtlich Eignung und Erforderlichkeit keine grundsätzlichen Vorbehalte. Selbst wenn die Einsparungen aufgrund der vielfältigen Markt- und Wettbewerbseffekte nicht vollständig als Senkung der Gebotswert zugunsten des Bundeshaushalts wirken werden, sondern in Teilen bei den Anlagenbetreibern verbleiben sollten, ist dies kein Einwand, der die Eignung des Ansatzes grundsätzlich in Frage stellt. Es besteht bei einem entsprechenden Wettbewerb die begründete Erwartung, dass mit einer Begrenzung dieses Kostenblocks auch eine Senkung der Förderung einhergehen wird.
- Die Eingriffsintensität ist verhältnismäßig gering. Nach § 36d Abs. 1 S. 2 EEG 2027-RegE darf die Summe der zu zahlenden Entgelte höchstens 3,5 Prozent des Produkts aus dem jährlichen erzielbaren Standortertrag der Anlage und dem für die Anlage im jeweiligen Jahr maßgeblichen anzulegenden Wert betragen. Die Vertragsparteien können damit immer noch Zahlungen vereinbaren, die über das Niveau ansonsten üblicher Flächenpachten hinausgehen.
- Die Regelung erscheint verhältnismäßig, da sie den Vertragsparteien die grundsätzliche Freiheit belässt, andere

⁴¹ J. Booth/R. Krüger, Verfassungsrechtliche Einordnung eines Pachtdeckels für Verträge über die Grundstücksnutzung für Windenergieanlagen (§ 36d E-EEG), Gutachterliche Stellungnahme v. 21.09.2026, S. 6 ff., abrufbar unter: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/cd/0d/846096/Stellungnahme-Gutachten-SG2609230001.pdf>; U. Di Fabio, Die Rechtmäßigkeit eines Windenergie-Pachtdeckels, Rechtsgutachterliche Stellungnahme im Auftrag von im Auftrag von AGDW – Die Waldeigentümer, FABL – Familienbetriebe Land und Forst, Caeli Wind GmbH, Oktober 2026, S. 37, abrufbar unter: <https://www.waldeigentuer.de/wp-content/uploads/2026/10/Prof.-Udo-die-Fabio-Rechtsgutachterliche-Stellungnahme-Okt26.pdf>.

⁴² So J. Booth/R. Krüger, Verfassungsrechtliche Einordnung eines Pachtdeckels für Verträge über die Grundstücksnutzung für Windenergieanlagen (§ 36d E-EEG), Gutachterliche Stellungnahme v. 21.09.2026, S. 10, abrufbar unter: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/cd/0d/846096/Stellungnahme-Gutachten-SG2609230001.pdf>.

⁴³ In der Begründung des Gesetzesentwurfs wird von Einsparungen von rund 453 Mio. EUR bis einschließlich 2032 ausgegangen, vgl. BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 89.

Vereinbarungen zu treffen. Die Regelung stellt kein Verbot dar und lässt auch nicht den Zuschlag entfallen. Auch die Ausgestaltung der Sanktion wegen eines Verstoßes in Form der Pönale nach § 53a EEG 2027-RegE erscheint nicht unverhältnismäßig. Die Pönale fällt nach § 53a Abs. 2 S. 2 EEG 2027-RegE erst ab Feststellung des Verstoßes und damit nicht rückwirkend für die gesamte Dauer des Verstoßes an. Zudem ist die Pönale nach § 53a Abs. 2 S. 2 EEG 2027-RegE nur bis zum Ablauf des Kalenderjahrs zu zahlen, in dem Vorgaben wieder eingehalten werden und gibt dem Anlagenbetreiber somit die Möglichkeit durch Nachverhandlungen weiteren Pönalen zu entgehen.

- Im Übrigen erscheint aber auch eine stärkere Einbeziehung der Grundstückseigentümer in den Sanktionsmechanismus, etwa über zivilrechtliche Gestaltungen zur Teilnichtigkeit, nicht verfassungsrechtlich ausgeschlossen. Solche Ansätze würden zwar stärker in die Vertragsfreiheit und die vermögenswerten Positionen der Grundstückseigentümer eingreifen als die im Entwurf vorgesehene Pönalenlösung. Die Eingriffsintensität bliebe jedoch begrenzt, da die Nutzungsüberlassung als solche und eine angemessene Vergütung weiterhin Bestand hätten. Zudem könnten die Beteiligten spätestens ab Inkrafttreten der Neuregelung ihre Vertragsgestaltung von vornherein an den gesetzlichen Rahmen anpassen. Vor diesem Hintergrund erscheint es jedenfalls vertretbar, dass auch weitergehende zivilrechtliche Mechanismen bei entsprechender Ausgestaltung verfassungsrechtlich gerechtfertigt sein können.

2. Gleichbehandlungsgrundsatz

Ein Verstoß gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz käme in Frage, wenn gleiche Sachverhalte ungleich behandelt würden. In der Entwurfsbegründung selbst findet sich keine direkte Erklärung, warum nur Windenergieanlagen an Land von § 36d EEG 2027-RegE erfasst sind und nicht auch andere Technologien, wie etwa

Solaranlagen des ersten Segments. Die kritisierte und mit der Regelung zu begrenzende Höhe der Flächenpachten wurde in der Vergangenheit aber spezifisch bei Windenergieanlagen an Land beobachtet. Dies liegt auch an den unterschiedlichen Planungsregimen für Wind an Land und Freiflächenanlagen. Letztere sind zum Teil auf bestimmten Flächen planungsrechtlich privilegiert und können zum anderen relativ frei auf viele andere Flächen ausweichen, weil ansonsten lediglich ein Bebauungsplan erlassen werden braucht. Dies erfolgt in der Regel vorhabenbezogen. Bei der Windenergie stellt dagegen trotz der weiterreichenden Außenbereichsprivilegierung im Baugesetzbuch die eingrenzende Angebotsplanung der Regionalplanung und auch der kommunalen Bauleitplanung den Regelfall dar. Dies führt dazu, dass die Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigten dieser planerisch ausgewiesenen Flächen aufgrund der planerischen Qualifizierung eine andere Verhandlungsposition haben, weil die Anlagenbetreiber nicht frei nach alternativen Standorten suchen können. Diese Unterschiede sprechen dafür, dass bei Wind an Land im Vergleich zu anderen Technologien bereits nicht von einem vergleichbaren Sachverhalt ausgegangen werden kann und daher kein Verstoß gegen den Grundsatz der Gleichbehandlung vorliegt. Jedenfalls dürfte es noch von der Einschätzungsprärogative des Gesetzgebers gedeckt sein, das Problem derzeit lediglich für eine erneuerbare Energie zu adressieren. Allerdings folgt daraus eine fortlaufende Pflicht zur Überprüfung, ob diese Wertung weiterhin aufrechterhalten werden kann.

3. Rückwirkungsverbot und Vertrauensschutz

Die Regelung zur Begrenzung von Entgelten für die Nutzung von Flächen enthält nach § 36d Abs. 3 Nr. 4 EEG 2027-RegE eine Übergangsregelung, nach der die Regelung erst auf Windenergieanlagen an Land Anwendung finden soll, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 1. Januar 2028 ermittelt worden ist. Damit soll laut

der Entwurfsbegründung dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Grundstücksnutzungsverträge zeitlich bereits deutlich vor der Teilnahme an Ausschreibungen geschlossen werden⁴⁴. Es wird allerdings kritisiert, dass dieser Zeitraum zu kurz sei, da Grundstücksnutzungsverträge auch für den Zeitraum ab 1. Januar 2028 bereits geschlossen seien und damit ein Verstoß gegen das Rückwirkungsverbot und den Vertrauensschutz im Raum stehe⁴⁵.

Tatsächlich ist es nicht unwahrscheinlich, dass es bereits geschlossene Verträge gibt, die mit dem Inhalt des § 36d EEG 2027-RegE nicht vereinbar sind. Ob das Bundesverfassungsgericht darin vor dem Hintergrund seiner bisherigen Rechtsprechung einen grundrechtsrelevanten Verstoß sehen würde, ist allerdings zweifelhaft. Nach dieser Rechtsprechung gibt es keinen Vertrauensschutz dahin, dass sich die rechtlichen Rahmenbedingungen nicht ändern. Vorbehaltlich besonderer Momente der Schutzwürdigkeit, genießt die bloß allgemeine Erwartung, das geltende Recht werde zukünftig unverändert fortbestehen, keinen besonderen verfassungsrechtlichen Schutz⁴⁶.

Solche besonderen Momente drängen sich nicht auf. Die vertraglichen Vereinbarungen zu Zahlungen sind – soweit dies überblickt wird – zudem ganz regelmäßig aufschiebend bedingt für den Fall der Inbetriebnahme der Anlage geschlossen worden. Es wird üblicherweise keine Umsetzungspflicht des Pächters vereinbart, folglich kann der Verpächter auch nicht sicher sein, dass er überhaupt Einnahmen erzielen

kann. Zudem enthalten die Nutzungsverträge regelmäßig auch Klauseln zur Vertragsanpassung, so dass es auch insoweit fraglich erscheint, dass sich die Grundstückseigentümer auf einen Vertrauensschutz berufen könnten.

Gleiches gilt für die (potenziellen) Anlagenbetreiber. Es ist nicht erkennbar, aus welchem Gesichtspunkt sich für bloße Pachtverträge ein weitgehender Schutz in das Vertrauen des Fortbestandes der gesetzlichen Regelungen ergeben sollte. Wo genau die zeitliche Grenze einer Vorwirkung der gesetzlichen Garantie eines zwanzigjährigen Zahlungsanspruchs beginnt, ist nicht abschließend entschieden. Je weiter sich der Zeitpunkt vor die Inbetriebnahme oder den Zuschlag vorverlagert, desto geringer wird das Vertrauen in den unveränderten Fortbestand der Regelungen werden. Noch im Genehmigungsverfahren befindliche Projekte, können noch nicht einmal mit der öffentlich-rechtlichen Zulässigkeit des Projektes rechnen. Zwar genehmigte, aber noch nicht bezuschlagte Projekte haben keine Gewähr, dass sie sich im Wettbewerb der Ausschreibungen durchsetzen können. Mit den allgemeinen und spezifischen Übergangsregelungen werden bereits bezuschlagte und weit fortgeschrittene Projekte ausgenommen. Es erscheint vertretbar, hier kein Vertrauensschutz- oder Grundrechtsproblem zu erkennen. Diese würde zudem noch geringer, wenn sich der Gesetzgeber für einen stärkeren Automatismus der Vertragsanpassung entscheiden würde.

⁴⁴ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 200.

⁴⁵ U. Di Fabio, Die Rechtmäßigkeit eines Windenergie-Pachtdeckels, Rechtsgutachterliche Stellungnahme im Auftrag von im Auftrag von AGDW – Die Waldeigentümer, FABL – Familienbetriebe Land und Forst, Caeli Wind GmbH, Oktober 2026, S. 27 ff., abrufbar unter: [Prof.-Udo-die-Fabio-Rechtsgutachterliche-Stellungnahme-Okt26.pdf](#); J. Booth/R. Krüger, Verfassungsrechtliche Einordnung eines Pachtdeckels für Verträge über die Grundstücksnutzung für Windenergieanlagen

(§ 36d E-EEG), Gutachterliche Stellungnahme v. 21.09.2026, S. 11, abrufbar unter: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/cd/Od/846096/Stellungnahme-Gutachten-SG2609230001.pdf>.

⁴⁶ BVerfG, Beschl. v. 30.06.2020 – 1 BvR 1679/17, 1 BvR 2190/17 – (WindSeeG), Rn. 125 m. w. N.

F. Kommunale Beteiligung und Landesgesetze

I. Neujustierung der Beteiligungsmöglichkeiten droht leerzulaufen

Mit dem Regierungsentwurf sollen auch die Regelungen zur finanziellen Beteiligung der Kommunen geändert werden. Dazu soll in § 6 EEG 2027-RegE einerseits die Basis dieser Zahlungen neu gefasst und andererseits der Rahmen für zulässige Zahlungen auch nominell erweitert werden.

1. Neue Basis: „erzeugte“ statt „eingespeiste“ Strommenge

Im geltenden EEG besteht die Beteiligungsmöglichkeit im Umfang der

„tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2“.

Zukünftig soll stattdessen sowohl für Windenergie an Land (Abs. 2) als auch für PV-Freiflächenanlagen (Abs. 3) auf die

„tatsächlich erzeugte Strommenge“

abgestellt werden.

Diese Umstellung soll einerseits der Vereinfachung und andererseits der Ausweitung der Zahlungsbasis angesichts von Eigenverbrauch und Speicherung dienen⁴⁷. Insofern ist der Vorschlag fachlich nachvollziehbar und erscheint sachgerecht.

2. Ausweitung der Zahlungsmöglichkeit von 0,2 auf 0,3 Cent/kWh

Daneben soll der finanzielle Handlungsspielraum für die Beteiligung der Kommunen erweitert werden und von derzeit 0,2 Cent/kWh auf zukünftig 0,3 Cent/kWh erhöht werden.

3. Änderungen drohen aufgrund fehlender Folgeänderung leerzulaufen

Der weitere Vorschlag berücksichtigt jedoch die Wirkmechanismen des § 6 EEG 2023/2027-RegE nicht hinreichend. Dadurch drohen die beschriebenen Änderungen weitgehend wirkungslos zu bleiben. § 6 EEG 2023/2027-RegE kommt zwei Wirkungen zu:

- ▶ Zum einen enthält er eine strafrechtlich relevante Legalisierungswirkung, weil im gesetzlich vorgesehenen Umfang die Strafrechtstatbestände der Vorteilsannahme und Bestechlichkeit auf Seiten der Amtsträger (§§ 331, 332 StGB) sowie der Vorteilsgewährung und Bestechung auf Seiten der Vorhabenträger (§§ 333, 334 StGB) nicht erfüllt sind (§ 6 Abs. 4 S. 3 EEG 2023/2027-RegE). Insofern entfalten auch die vorgeschlagenen Regelungen Wirkung.
- ▶ Zum anderen – dem eigentlichen Kernanliegen der Norm – soll eine finanzielle Beteiligung der Kommunen ermöglicht und möglichst auch verwirklicht werden. Doch hier droht die Neuregelung keine Wirkung zu entfalten

Die angestrebte finanzielle Beteiligung der Gemeinden ist keine bundesrechtlich verpflichtende Regelung (aufgrund einer weit verbreiteten Ansicht gibt es dazu aus verfassungsrechtlichen Gründen keine Alternative⁴⁸), sondern nur eine Möglichkeit für

⁴⁷ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 164.

⁴⁸ Ausführlich M. Kment, Finanzverfassungsrechtliche Zulässigkeit einer verpflichtend ausgestalteten finanziellen Beteiligung von Kommunen an der Wertschöpfung erneuerbarer Energien –

die Anlagenbetreiber. Ob und inwieweit diese davon Gebrauch machen, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Ein – besonders in den aktuellen Zeiten sehr niedriger Zuschlagswerte bei den Ausschreibungen – wichtiger Aspekt sind dabei die wirtschaftlichen Folgen einer solchen Zahlung.

Dies hat auch der Gesetzgeber gesehen und der fehlenden Verbindlichkeit daher einen Anreiz entgegengesetzt. Die Anlagenbetreiber, die den Gemeinden die gesetzlich eröffneten Zahlungen tatsächlich leisten, können diese vom Netzbetreiber erstattet bekommen (§ 6 Abs. 5 EEG 2023). Der vorliegende Gesetzentwurf erstreckt aber die Umstellungen von den „eingespeisten“ auf die „erzeugten“ und die Ausweitung der Zahlungshöhe von 0,2 auf 0,3 Cent/kWh bei der Zahlungsmöglichkeit nicht auf den in § 6 Abs. 5 EEG 2027-RegE geregelten Erstattungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber. Dessen Basis sollen unverändert die „eingespeisten“ Strommengen – lediglich die fiktiven Strommengen sollen auch an dieser Stelle wegfallen – und dessen Grenze die maximale Höhe von 0,2 Cent/kWh bleiben. Zwar wird dadurch eine zusätzliche Inanspruchnahme des Bundeshaushalts vermieden⁴⁹, aber weitergehende Zahlungen müsste der Anlagenbetreiber selbst erwirtschaften und wirtschaftlich tragen. Ob die Regelung auf diese Weise Erfolg haben kann, erscheint daher ungewiss.

Schon allein aus Vereinfachungsgründen sollte jedenfalls eine kongruente Basis des Zahlungsrechts in § 6 Abs. 2 und 3 EEG 2027-RegE und des Erstattungsanspruchs in § 6 Abs. 5 EEG 2027-RegE geschaffen werden und in allen Fällen einheitlich auf die erzeugte Strommenge abgestellt werden. Wenn zusätzlich die Wahrscheinlichkeit der Ausschöpfung des neuen Beteiligungsrahmens erhöht und Unzufriedenheit bei den Gemeinden aufgrund unerfüllter Erwartungen vermieden werden sollen, dann spricht viel dafür, entweder auf die Anhebung des Höchstbetrags zu verzichten oder den Erstattungsanspruch ebenfalls anzupassen. Zahlungsrecht und Erstattungsanspruch sollten also – wie bisher – betragsmäßig „gleichlaufen“.

II. Chance zur Vereinheitlichung der kommunalen Beteiligung nutzen und Wettbewerbsgleichheit wahren

Zusätzlich zu den Regelungen in § 6 EEG 2023 sind in mittlerweile neun Bundesländern verpflichtende Regelungen zur Beteiligung der Gemeinden in Kraft getreten. Diese haben sehr unterschiedliche Inhalte, insbesondere sehr unterschiedliche Verpflichtungsumfänge. Daraus entsteht eine zunehmende Heterogenität und eine – wenn auch nachrangige – Verzerrung des Wettbewerbs der bundesweit einheitlichen Ausschreibungen für Wind an Land und PV-Freiflächenanlagen. Einzelheiten dazu können nachgelesen werden in:

S. von Ammon/N. Wegner, Die Landesgesetze zur finanziellen Beteiligung von Gemeinden und Einwohnern beim Ausbau erneuerbarer Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 43 vom 20.11.2025, abrufbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/11/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_43_Finanzielle-Teilhaber.pdf.

Der Bundesgesetzgeber entscheidet über die Möglichkeiten und Grenzen solcher Landesregelungen. Ihm obliegt daher auch, den bundesweiten Wettbewerb zu gewährleisten und (stark) verzerrende Regelungen zu unterbinden. Dies kann er durch eine Anpassung des § 22b Abs. 6 EEG 2023 steuern. Diese Norm enthält eine Länderöffnungsklausel, die auch aus der Perspektive des Bundesverfassungsgerichts darüber entscheidet, ob und inwieweit die Länder ergänzend zu § 6 EEG 2023 selbst Regelungen zur finanziellen Beteiligung der Gemeinden treffen können. Es ist im Zuge der Neufassung der Regelungen des § 6 EEG 2027-RegE zu überdenken, ob – ggf. innerhalb einer Übergangsfrist – nicht zugleich eine Homogenisierung der landesgesetzlichen Regelungen erfolgen sollte.

⁴⁹ BT-Drs. 21/7867 (Vorabfassung), S. 166.

G. Übergangsregelung unter Einschluss der EEG-Regelungen im Netzpaket

Nur vorsorglich sei darauf hingewiesen, dass die Gestaltung der Übergangsregelung in § 100 EEG 2027-RegE auch die parallel beratenen Änderungen im Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (BT-Drs. 21/7866; auch „Netzanschlusspaket“ genannt) im Blick behalten muss. Aufgrund der dort vorgesehenen Regelung zum Inkrafttreten (Artikel 7) soll jenes Gesetz am Tag nach der Verkündung in Kraft treten. Soweit dies vor dem für dieses Gesetz vorgesehenen Termin des Inkrafttretens am 1. Januar 2027 der Fall sein sollte, würden die dortigen Änderungen nicht durch die allgemeine Übergangsregelung nach § 100 Abs. 1 EEG 2027-RegE erfasst werden.

Dieses Problem könnte und sollte behoben werden, indem Artikel 7 des Netzanschlusspakets so angepasst wird, dass die dortigen

Änderungen zum EEG zeitgleich mit den Regelungen dieses Gesetzes in Kraft treten. Bezogen auf den 1. Januar 2027 müsste dazu Artikel 7 des Netzanschlusspakets wie folgt gefasst werden:

„Artikel 7

Inkrafttreten

(1) _____ Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) _____ Artikel 2 tritt am 1. Januar 2027 in Kraft.“

Spezielle, davon abweichende zusätzliche Übergangsregelungen können selbstverständlich zusätzlich normiert werden, soweit dies gewünscht ist. Dieser allgemeine Gleichlauf sollte aber trotzdem nach Möglichkeit hergestellt werden, um die Systematik der Übergangsregelungen nicht noch unübersichtlicher zu gestalten.

H. Sonstige Hinweise zur Gestaltung des Normtextes

I. Im laufenden Verfahren noch zu behebende Aspekte

Der Gesetzentwurf weist folgende regelungstechnischen Defizite auf, die behoben werden sollten:

- ▶ § 3 Nr. 27a EEG 2023 (Legaldefinition von „Grünem Wasserstoff“) ist nicht gestrichen, wobei nicht ganz klar ist, ob dies der Sache nach eigentlich beabsichtigt wäre.
- ▶ § 10b Abs. 7 EEG 2027-RegE („In einem Vertrag über die Direktvermarktung von Strom aus Anlagen treffen der Direktvermarktungsunternehmer und der Anlagenbetreiber Vereinbarungen [...]“): Die Eingrenzung auf Direktvermarktungsverträge zwischen Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreibern ist nicht nachvollziehbar. Nahliegender wäre die Erfassung jeglicher Direktvermarktungsverträge.
- ▶ In § 24 Abs. 2a S. 1 EEG 2027-RegE muss der Verweis auf „§ 20 **Absatz 1** Satz 1“ lauten (statt auf „§ 20 Satz 1“).
- ▶ Der Wortlaut der 2. Satzhälfte des § 79 Abs. 1 S. 3 EEG 2027-RegE („Abweichend von Satz 2 stellt das Umweltbundesamt keine Herkunftsnachweise aus, wenn für die Zahlung nach § 50c im Rahmen der Pauschaloption nach § 50c Absatz 6 in Verbindung mit § 19 Absatz 3c geltend gemacht wird.“) ist sprachlich unklar, weil offen ist, wofür etwas geltend gemacht wird. Womöglich ist das Wort „für“ zu streichen.
- ▶ In § 85 Abs. 1 Nr. 3 lit. b EEG 2027-RegE ist von der Netzbetreiberabnahme nach „§ 9 Absatz 1 Nummer 2“ die Rede, gemeint sein dürfte aber „§ 19 Absatz 1 Nummer 2“.
- ▶ Änderungsbefehl Nr. 114 müsste „die folgenden §§ 92 bis 94“ (statt „92 und 94“) lauten.
- ▶ § 96 Abs. 1 EEG 2027-RegE: Hier wird eine Reihe von Rechtsgrundlagen für Rechtsverordnungen aufgelistet (bisher nach EEG 2023: §§ 88, 88b, 88c, 88d, 88e, 88f, 89, 91, 92 und 93). Dort müsste wohl nicht § 88d (vgl. Änderungsbefehl Nr. 116 lit. a), sondern die §§ 88e, 88f gestrichen werden.

II. Hinweise für die zukünftige Überarbeitung des EEG

Die tiefgreifenden Eingriffe in die Systematik des EEG, insbesondere die Abschaffung der Einspeisevergütung und die Einführung des Refinanzierungsbeitrags, haben die ohnehin nicht mehr stringente Systematik des EEG weiter verwässert und tragen nicht zu einem einfachen, adressatenfreundlichen und in sich stringenten Gesetz bei. Die Integration der grundsätzlich ohne Zahlungsansprüche ausgestaltete Netzbetreiberabnahme in die Grundnorm der Zahlungsansprüche des § 19 EEG 2027-RegE und in die ehemalige Norm der Einspeisevergütung des § 21 EEG 2027-RegE ist auch mit den temporären Möglichkeiten einer Zahlung nicht zu rechtfertigen. Hier soll der Normalfall die „Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme in der Variante der unentgeltlichen Abnahme“ sein. Dafür wäre eine gesonderte Norm besser geeignet gewesen. Die grundlegende Bereinigung des Gesetzes sollte daher ernsthaft für die nächste Überarbeitung in Erwägung gezogen werden.

Kontakt

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

T: +49 931 79 40 77-0

F: +49 931 79 40 77-29

info@stiftung-umweltenergierecht.de
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages