

# Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I

Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer  
Energieerzeugung

Juli  
2023



# Inhaltsverzeichnis

Einleitung .....	4
Punkte aus dem Referentenentwurf des BMWK.....	5
1 Zu Nummer 3 § 6 Abs. 4 S. 1 EEG .....	5
2 Zu Nummer 4 § 8 Abs. 6 EEG .....	6
3 Zu Nummer 5 § 9 Abs. 8 EEG .....	6
4 Zu Nummer 9 § 11a EEG .....	7
5 Zu Nummer 9 § 11b EEG .....	10
6 Zu Nummer 17 § 30 Abs. 1 Nr. 9 EEG .....	11
7 Zu Nummer 21 § 36e Abs. 1 EEG .....	11
8 Zu Nummer 27 § 52 Abs. 3 EEG.....	13
9 Zu Nummer 29 § 55 Abs. 1 EEG.....	13
Punkte des BWE.....	14
10 § 1a EEG: Kopplung Kohleausstieg und Förderende Erneuerbare.....	14
11 § 2 EEG: Vorrang der Erneuerbaren .....	14
12 § 3 Nr. 3a EEG: Ausgeförderte Anlagen .....	14
13 § 3 Nr. 15 EEG: Definition von Bürgerenergie .....	15
14 § 4 und § 4a EEG: Ausbaupfad und Strommengenpfad.....	15
15 § 6 EEG: Erstattung der kommunalen Beteiligung .....	15
16 Neuer § 6a EEG: Teilhabe der Bürger*innen vor Ort.....	16
17 § 9 EEG: Technische Vorgaben (Intelligente Messsysteme) .....	18
17.1 Technischen Einrichtungen .....	18
18 § 10b EEG: Vorgaben zur Direktvermarktung .....	18
18.1 Forderung einer „stufenlosen Regelung“ .....	18
18.2 „Ausgeförderte Anlagen“ im Weiterbetrieb .....	19
18.3 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“ .....	19
18.4 Fehlende Verpflichtung des Netzbetreibers das intelligente Messsystem einzubauen, wenn es nach § 10b gefordert ist .....	20
19 § 20 EEG: Marktprämie .....	20
20 § 22b EEG: Bürgerenergiegesellschaften .....	21
20.1 § 3 Nr. 15 EEG: Definition der Bürgerenergiegesellschaft .....	21
20.2 Erforderlich: Weitere Kriterien für die Bürgerenergieprojekte .....	22
20.3 § 22b Absatz 1 EEG – Ausnahmevoraussetzungen.....	23
20.4 § 22b Absatz 4 S. 1 EEG – Nachweispflicht .....	24
20.5 § 22b Absatz 5 EEG – Sperrfrist drei Jahre.....	25

20.6	§ 22b Absatz 6 EEG – Weitergehende Länderregelungen.....	25
20.7	§ 24 Absatz 2 EEG Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen .....	25
20.8	BWE-Vorschlag einer gesetzlichen Regelung: Bürgerenergiegesellschaften im EEG .....	25
20.9	Anhebung der Obergrenzen von 18 MW auf EU-Ebene forcieren .....	25
20.1	§ 24 EEG: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen .....	26
<b>21</b>	<b>§ 35 EEG: Bekanntgabe der Zuschläge.....</b>	<b>26</b>
<b>22</b>	<b>§ 36e EEG: Umsetzungsfrist .....</b>	<b>26</b>
22.1	Mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung; maximale Verlängerung von 18 Monaten.....	26
22.2	Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz .....	27
22.3	§ 85 EEG: Flexible Regelung erforderlich.....	28
<b>23</b>	<b>§ 46 EEG: Anpassung der Vergütung von Bürgerenergiegesellschaft und Pilotwindenergieanlagen .....</b>	<b>30</b>
<b>24</b>	<b>§ 51 EEG: Negative Preise .....</b>	<b>31</b>
24.1	Bewertung der Regelung .....	32
24.2	Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt.....	33
24.3	Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten.....	34
<b>25</b>	<b>§ 52 EEG: Zertifikate technischer Einrichtungen bei Direktvermarkterwechsel .....</b>	<b>34</b>
<b>26</b>	<b>§§ 97, 98 EEG: Kooperationsausschuss und jährliches Monitoring zur Zielerreichung</b>	<b>34</b>
<b>27</b>	<b>§ 99a EEG: Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land .....</b>	<b>36</b>
<b>28</b>	<b>§ 100 Abs. 17 EEG: Rückgabe von Zuschlägen .....</b>	<b>37</b>
<b>29</b>	<b>Flexibilisierung von Direktbelieferung und Nutzen statt Abschalten.....</b>	<b>38</b>
29.1	Ergänzung von § 2 EEG – Akteursvielfalt.....	39
29.2	Verbesserung der Direktbelieferung .....	39
29.3	„Nutzen statt Abregeln“: Ergänzung des § 13a EnWG .....	41

## Einleitung

Durch die Bundesregierung wurden im vergangenen Jahr im sogenannten Osterpaket zahlreiche Veränderungen am Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgenommen. Dabei wurden für die Windenergie an Land zahlreiche Verbesserungen erreicht, aber nicht alle Feldsteine aus dem Weg geräumt. Aus Sicht des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE) bedarf es weiterer Anpassungen im EEG. Die nun vorgelegten Vorschläge aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sind größtenteils dazu geeignet, weitere Verbesserungen zu erzielen.

Der BWE begrüßt:

**Duldungspflicht:** Die Aufnahme des Rechts zur Verlegung von Leitungen und zur Überfahrt während der Errichtung in den §§ 11a und 11b EEG. Das kann in der Projektierung und der Realisierung deutlich helfen, Projekte zuverlässig und mit vertretbarem Aufwand zu planen und umzusetzen. Der BWE fordert eine entsprechende Regelung bereits seit langem.

Der BWE schlägt vor:

**Vergütung von Bürgerenergie und Pilotwindenergieanlagen:** Eine Erhöhung der Vergütung für Bürgerenergieprojekte und Pilotwindenergieanlagen, die bisher im Gegensatz zum Höchstwert in Ausschreibungen nicht angepasst wurde. Nach Erkenntnis des Verbandes ist dies ein Grund für die Zurückhaltung bei der Umsetzung von Bürgerenergieprojekten nach dem EEG. Dabei sind die Kostensteigerungen aus den letzten beiden Jahren für alle Projekte gleich, ob Bürgerenergie oder nicht.

**Vereinfachung bei den Steuern, Umlagen und Abgaben** im Hinblick auf Sektorenkopplung und den Verbrauch von Akteuren vor Ort, zum Beispiel Industrieunternehmen. Bisher stehen die Regelungen des EEG einer effektiven Sektorenkopplung im Weg und reizen diese nicht ausreichend an. Für Industrieunternehmen ist es aufgrund der Beschränkungen auf „räumliche Nähe“ nicht attraktiv, den EE-Strom direkt vom Erzeuger zu beziehen. Dazu hatte der BWE bereits in der Vergangenheit Vorschläge unterbreitet und bringt diese erneut in die Debatte ein. Aus Sicht des BWE braucht es diese Änderungen dringend, gerade mit Blick auf die Einbringung einer sogenannten **Gemeindeöffnungsklausel** in den Deutschen Bundestag über ein separates Gesetzgebungsverfahren. Diese Regelung allein, welche Gemeinden die Möglichkeit zur Abweichung von regionalen Planungsbeschlüssen und Festlegung eigener Windvorranggebiete gibt, reicht nicht zur angedachten Beschleunigung. Vielmehr muss es in diesem Zusammenhang möglich werden, für die **Industrie und die Kommunen vor Ort** besser direkt von den Möglichkeiten der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren; für Industriebetriebe über einen günstigen Strompreis und für die Gemeinden durch bessere gestärkte kommunale Beteiligung. Zu beiden Punkten macht der BWE ausführliche Vorschläge.

Mit dem vorliegenden Referentenentwurf der Bundesregierung zu einem Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung und den darin enthaltenen Änderungen des EEG besteht die Chance, für die weiteren erneuerbaren Energien ebenfalls eine Steigerung des Ausbaus zu ermöglichen. Dafür setzt sich der BWE mit den vorliegenden Änderungsvorschlägen in der Verbändeanhörung ein. Zunächst werden die relevanten Punkte des Referentenentwurfs der Bundesregierung betrachtet, im Anschluss finden sich die weiteren Forderungen des BWE.

# Punkte aus dem Referentenentwurf des BMWK

## 1 Zu Nummer 3 § 6 Abs. 4 S. 1 EEG

Die im Entwurf vorgesehene Anpassung und Ausdehnung auf Windenergieanlagen in § 6 Absatz 4 Satz 1 EEG wird zu weiterer Unsicherheit in der Anwendbarkeit der finanziellen Beteiligung von Kommunen führen. Der **Gesetzgeber sieht folgende Änderung** vor:

*(4) Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragrafen bedürfen der Schriftform und dürfen bereits **vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung** geschlossen werden*

*~~1. vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder~~  
~~2. vor der Genehmigung der Freiflächenanlage, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Freiflächenanlage, **auf der die Anlage errichtet werden soll, soweit vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan beschlossen wird.** [...].~~*

Die Regelung zu § 6 Absatz 4 Satz 1 Nr. 2 EEG (Angebot erst nach Satzungsbeschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Freiflächenanlage) ist bereits nicht gut gelungen. Mit der Ausdehnung des § 6 Absatz 4 Satz 1 EEG dürften Bebauungspläne nunmehr auch in Projekten, in denen sie im Grunde obsolet sind, aus sonstigen Gründen trotzdem aufgestellt werden. Folge: Wenn ein nach § 35 Absatz 1 BauGB privilegierter Vorhabenträger bauen könnte, sich aber aus städtebaulichen Gründen mit der Gemeinde auf einen Bebauungsplan einigt, kann der Vorhabenträger der Gemeinde zu Beginn der Projektentwicklung kein Angebot mehr nach § 6 Absatz 1 EEG unterbreiten. Das würde zu großen praktischen Schwierigkeiten führen. Probleme gibt es aufgrund der jetzigen Fassung der Regelung bereits im Bereich der Freiflächensolaranlagen.

Grundsätzlich bedarf es der im Entwurf vorgesehenen Ausdehnung nicht, solange Windenergieanlagen privilegiert nach § 35 Absatz 5 Nr. 5 BauGB zulässig sind. Ein Bebauungsplan ist dann aus planungsrechtlicher Sicht für die planungsrechtliche Zulässigkeit nicht erforderlich. Wenn die Gemeinde zur Konkretisierung einen Bebauungsplan aufstellt, dann erfolgt dies in der Regel nur, um eine konzentrierte Steuerung wahrzunehmen. So gibt es mittlerweile auch privilegierte Freiflächensolaranlagen an Autobahnen (§ 35 Absatz 5 Nr. 8 BauGB). Eine Klarstellung sowohl für Windenergieanlagen als auch Freiflächensolaranlagen sollte sich darauf beschränken, dass eine Vereinbarung nach § 6 Absatz 1 EEG erst nach dem Beschluss eines Bebauungsplans erfolgen darf, wenn ein Bebauungsplan zunächst die planungsrechtliche Grundlage für das Vorhaben schafft.

Die Sorge dahingehend, dass Entscheidungen der Gemeinde über einen Bebauungsplan unter Einfluss von Zahlungen nach diesem Paragrafen getroffen werden könnten, lässt sich nicht erschließen. Die in der Begründung des Referentenentwurfs adressierte Ungleichbehandlung von Freiflächensolaranlagen und Windenergieanlagen lässt sich nach Auffassung des BWE besser lösen.

§ 6 Absatz 4 Satz 1 EEG muss stattdessen wie folgt formuliert werden:

***„Die Gemeinden dürfen die Aufstellung von Bauleitplänen nicht von Vereinbarungen nach diesen Paragrafen abhängig machen; sie führen Aufstellungsverfahren für Bauleitpläne ausschließlich nach den Vorgaben des Baugesetzbuches durch.“***

## 2 Zu Nummer 4 § 8 Abs. 6 EEG

Der BWE begrüßt die Erweiterung der Informationspflichten für Netzbetreiber. Gerade bei Netzanschlüssen, bei denen der ermittelte Netzanschlusspunkt nicht in unmittelbarer Nähe zum Standort der Erzeugungsanlage liegt, kommt es in der Praxis regelmäßig zu Konflikten zwischen Netzbetreibern und Anschlussbegehrenden. Auf Seiten der Anschlussbegehrenden ist dabei häufig eine unzureichende Nachvollziehbarkeit bei der Ermittlung des Netzanschlusspunktes ein Diskussionsgrund. Durch die daraus resultierenden gehäuften Anfragen nach Netzdatenoffenlegungen haben Netzbetreiber einen hohen Arbeitsaufwand mit der Datenbereitstellung. Daher wäre es aus Sicht des BWE sinnvoll, nicht nur das Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung zu übermitteln, sondern auch die Prüfung der verschiedenen Optionen, die der Netzbetreiber ohnehin vornimmt. Damit wird für den Anschlussbegehrenden einfach ersichtlich, warum der Netzbetreiber einen bestimmten Netzverknüpfungspunkt vorgeschlagen hat. Außerdem besteht so die Möglichkeit, möglicherweise unzureichende Netzverknüpfungspunkte durch den Anschlussbegehrenden zu ertüchtigen.

Der BWE schlägt daher folgende Änderung am Entwurfstext des § 8 EEG Abs. 6 vor (**neuer Text**):

c) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „acht Wochen,“ die Wörter „mit dem Ergebnis **und Prüfungsbericht** ihrer Netzverträglichkeitsprüfung“ eingefügt.

## 3 Zu Nummer 5 § 9 Abs. 8 EEG

Auch wenn die Anpassungen im § 9 Absatz 8 EEG 2023 nicht umfänglich dem Vorschlag der Verbände (BWE, BDEW und VDMA) vom 11.4.2023 für eine Übergangsregelung entsprechen und eine eingeschränkte Fristverlängerung darstellen, begrüßen wir den Schritt. Uns ist es wichtig, dass mit Blick auf die hohen Strafzahlungen (§ 52 EEG) die Betreiber geschützt werden, die rechtzeitig Verträge zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) abgeschlossen haben. Wir gehen davon aus, dass die nun gewählte Übergangsregelung in der Praxis entsprechend klar ausgelegt wird.

Wie in der Begründung richtig dargestellt verzögert sich die BNK-Umsetzung aufgrund der Komplexität, des Arbeitskräftemangels und durch Lieferkettenprobleme. Sollte es zu einer Anpassung der AVV-Kennzeichnung kommen (siehe Stellungnahme des BWE [hier](#)) und sich der Aufwand für die Zulassungsverfahren im nächsten Jahr erhöhen, muss mit Blick auf die begrenzten Kapazitäten bei den drei Baumusterprüfstellen mit weiteren Verzögerungen gerechnet werden. Auch wenn in einigen Bundesländern (Niedersachsen und Schleswig-Holstein) eine zügige Umsetzung durch die Genehmigungsbehörden erfolgt, stehen andere Bundesländer noch vor Herausforderungen. Sollte es in diesen Bundesländern (z.B. Brandenburg) zu weiteren Verzögerungen kommen, stellt auch die neue Frist ein Problem dar. Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die vorgeschlagene Regelung mit Blick auf die Herausforderungen zu dem von uns begrüßten zeitnahen Einsatz der BNK an möglichst vielen Windenergieanlagen und der damit verbundenen Akzeptanzsteigerung führt.

## 4 Zu Nummer 9 § 11a EEG

Der BWE begrüßt ausdrücklich den erneuten Vorstoß des Gesetzgebers, die Verlegung von Anschlussleitungen zu ermöglichen und der Blockade und Verteuerung der Projekte durch einzelne Grundstückeigentümer\*innen entgegenzuwirken. Aus der Praxis erreichen uns immer wieder Beispiele, bei denen ein Recht zur Verlegung von Leitungen weiterhelfen würde.

Die im RefE enthaltene neue Regelung eines § 11a EEG sollte jedoch mindestens wie folgt angepasst werden (neuer Text in **fett** / Alternativvorschläge sind gekennzeichnet):

### § 11a

#### Recht zur Verlegung von Leitungen

##### Absatz 1:

**(1)** Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes haben auf dem Grundstück die Errichtung, **Verlegung, Instandhaltung, Instandsetzung, Erneuerung, den Betrieb und die Beseitigung** von **elektrischen Leitungen sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen)** und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 zu dulden. Der Betreiber dieser Leitungen sowie vom Betreiber beauftragte Dritte sind berechtigt, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. ~~Der Betreiber darf in der Regel nur die Grundstücke nutzen, die erforderlich sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu errichten.~~ Die Duldungspflicht besteht nicht, ~~wenn~~ **soweit** dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird; **der Grundstückseigentümer kann einen abweichenden Verlauf der Leitung verlangen, soweit der von dem Betreiber geplante Verlauf der Leitung für ihn nicht zumutbar ist.** Bei Leitungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 2 gilt die Pflicht nur gegenüber Gemeinden. Die Leitungen und sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches, **sondern sind Scheinbestandteil im Sinne des § 95 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches.**

Der Nutzungsberechtigte ist in der Gesetzesbegründung weiter konkretisiert.<sup>1</sup> Hier wird der land- oder forstwirtschaftliche Pächter der Grundstücke als Beispiel aufgeführt. Es dürfte hiernach nicht nur der landwirtschaftliche Pächter gemeint sein, sondern „Nutzungsberechtigte“ im weiteren Sinne. Hier sollten alle Personen umfasst sein, die von den Leitungen in ihrem Recht beeinträchtigt sind.

Dafür spricht auch der Wortlaut in § 1018 des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB). Die legaldefinierte Grunddienstbarkeit spricht von „Grundstück in einzelnen Beziehungen benutzen darf“. Der Wortlaut § 1030 BGB für Nießbrauch lautet: „berechtigt ist, die Nutzungen der Sache zu ziehen“. Nach dem Wortlaut dieser Normen sind also gerade die Berechtigten der §§ 1018, 1030 BGB „Nutzungsberechtigte“. Auch der Zweck des Gesetzes spricht dafür. Dieser ist die effektive Durchsetzung der Interessen der Betreibenden von erneuerbaren Energien – in diesem Fall durch das Verlegen und Nutzen von Anschlussleitungen. Dahinter haben die Individualinteressen anderer am Grundstück Berechtigter zurückzutreten. Damit die Durchsetzung tatsächlich gelingt, müssen alle Interessen jeglicher Art zurücktreten (und nicht nur die der landwirtschaftlichen Pächter). Falls diese nicht zur Duldung verpflichtet sind, ließe die Norm leer. Wir schlagen vor, die Aufzählung in der Gesetzesbegründung zu ergänzen:

---

<sup>1</sup> S. 51 zu Nummer 9 des RefE.

*„Zur Duldung verpflichtet ist neben dem Grundstückseigentümer auch der Nutzungsberechtigte. Nutzungsberechtigte sind alle Personen, die von den Leitungen in ihrem Recht beeinträchtigt werden können, ~~wie zum Beispiel~~ **hierzu zählen insbesondere aber nicht ausschließlich** land- oder forstwirtschaftliche Pächter der Grundstücke, Inhaber beschränkt persönlicher Dienstbarkeiten und sonstige Nießbrauchsberechtigte **und alle Personen, die durch die Leitungen in ihrem Recht beeinträchtigt sind. Von dem Begriff der Grundstücke sind ebenso Verkehrsflächen umfasst.** Die Vorschrift verpflichtet sowohl private Eigentümer wie die öffentliche Hand. Hinsichtlich der öffentlichen Hand handelt es sich um eine Klarstellung.“*

Die Ergänzungen in Absatz 1 Satz 1 (**fett**) dienen der Klarstellung, welche weiteren Tätigkeiten von der Duldungspflicht umfasst sind und was Gegenstand der Duldungspflicht ist. Zumindest könnte sich an § 12 NAV orientiert werden, wonach das Anbringen und Verlegen von Leitungen zu dulden ist. Die Duldungspflicht sollte sich auch auf die Erneuerung und die Beseitigung der Leitungen und sonstigen Einrichtungen erstrecken. Denn in vielen Fällen wird das Eigentum an den Leitungen sicherungshalber an die finanzierenden Banken abgetreten. Die „sonstigen Einrichtungen“ sollten jedenfalls in der Gesetzesbegründung konkretisiert werden, denn theoretisch könnte der Begriff auch eine Übergabestation oder ein Umspannwerk erfassen. Letzteres ist vom Gesetzgeber sicherlich nicht intendiert.

Satz 3 sollte gestrichen werden. Eine solche Beschränkung der Duldungspflicht wird bei Abweichungen von dem dort benannten Regelfall zu Blockaden führen, die mit der Einführung der Duldungspflicht beseitigt werden sollen.

Ebenso sollte eine Duldungspflicht für einen abweichenden Leitungsverlauf mit geringerer (zumutbarer) Beeinträchtigung bestehen bleiben können. Systematisch kann hierzu die im Entwurf für Absatz 3 Satz 2 vorgesehene Regelung aufgegriffen werden.

Aus Sicht des Verbandes bedarf es einer klarstellenden Ergänzung in der Begründung um Verkehrsflächen, da hier von Mitgliedern immer wieder Probleme berichtet werden. Beispielweise bei der Querung von Bahntrassen.

Zum Zwecke der Rechtssicherheit sollte zudem ein Beispiels- oder Kriterienkatalog für das Merkmal der Zumutbarkeit in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden.

## **Absatz 2:**

*(2) Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes [Alternativvorschlag: **Bodenrichtwert**] der **von der Leitungsverlegung in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche, welche von einer Bebauung freizuhalten sind. Der Betreiber hat dem Eigentümer einen Bestandsplan zur Verfügung zu stellen, aus dem sich der Verlauf und die Schutzstreifen der verlegten Leitungen ergeben. Die Schutzstreifenfläche darf maximal [X m] auf jeder Seite der Leitungssache in Anspruch nehmen.** Schadensersatzansprüche des Grundstückseigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.*

Nach unserem Verständnis sind Schutzstreifen von einer Bebauung freizuhalten. Wir schlagen daher die ergänzende Erläuterung am Ende von Satz 1 vor.

Um sicherzustellen, dass Eigentümer\*innen Absatz 3 erfüllen können, sollte eine Verpflichtung der Betreibenden aufgenommen werden, den Eigentümer\*innen einen Bestandsplan zur Verfügung zu stellen. Außerdem sollte der Umfang der Schutzstreifen definiert werden.



Anstelle des Verkehrswertes sollte zur einfachen Handhabbarkeit die Ermittlung der Höhe der Entschädigung anhand der Bodenrichtwerte erfolgen. Aktuell ist es zudem üblich, einen Entschädigungsbetrag in Höhe von deutlich mehr als 5 Prozent als Einmalzahlung zu leisten. Im Sinne der Akzeptanz der Maßnahme sind die Mitglieder des BWE hierzu bereit. Denkbar wäre ebenso eine fest definierte Zahlung je laufendem Meter.

### **Absatz 3:**

- (3) *Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitungen oder sonstigen Einrichtungen gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann, **ohne dass die Duldungspflicht nach Absatz 1 Satz 4 entfällt, die Umverlegung ~~Verlegung~~ der Leitung verlangen, wenn die Lage der Leitungen an der bisherigen Stelle für ihn oder den nach Beginn der Grundstücksnutzung nach Absatz 1 hinzutretenden Nutzungsberechtigten nicht mehr zumutbar ist und er dies nachweist.** [alternative Neuformulierung des Satzes: Wird die Nutzung der Grundstücke durch die Lage der Leitungen zu einem späteren Zeitpunkt unzumutbar beeinträchtigt, so können der Eigentümer oder der Nutzungsberechtigte die Umverlegung der Leitungen verlangen.] Der Betreiber **und der Grundstückseigentümer tragen ~~trägt~~ die Kosten der Umverlegung~~Verlegung~~-hälftig.***

Die Ergänzungen in Satz 1 dienen lediglich dem besseren Verständnis der Norm. Die Ergänzung am Ende stellt klar, dass die Unzumutbarkeit der Lage der Leitung durch die Grundstückseigentümer\*innen nachzuweisen ist.

Ferner ergänzen wir den Umverlegungsanspruch dahingehend, dass auch eine Unzumutbarkeit der Lage der Leitungen auch für den Nutzungsberechtigten den Anspruch auf Umverlegen auslösen kann, wenn dieser Nutzungsberechtigte bereits zum Zeitpunkt der ursprünglichen Inanspruchnahme des Grundstücks durch den Leitungsbetreibenden nach Absatz 1 die Rechte an dem Grundstück innehatte. Dieser sollte gestellt sein wie die Eigentümer\*innen, da er sich nicht für die Nutzung eines mit Duldungsrechten zur Leitungsverlegung belasteten Grundstücks entschieden hat. Bei einem Nutzungsberechtigten, der später hinzukommt, sollte dies hingegen nicht gelten.

Außerdem halten wir hier eine Kostenteilung für angemessen.

### **Absatz 4:**

- (1) *Wenn der Betrieb der Leitungen **dauerhaft** eingestellt wird, haben der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte die Leitung und die sonstigen Einrichtungen noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ihnen dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber hat dem Grundstückseigentümer und dem Nutzungsberechtigten die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. **Dauerhaft eingestellt ist der Betrieb insbesondere, wenn der Betrieb der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dauerhaft eingestellt und diese auch nicht im Sinne eines Repowerings ersetzt wurde. Der Betreiber hat die Leitungen und sonstigen Einrichtungen nach der dauerhaften Einstellung des Betriebs auf seine Kosten zu beseitigen.***

Wichtig ist hier die Ergänzung, dass der Betrieb dauerhaft und nicht nur vorübergehend eingestellt wird. Dies ist für Repowering-Projekte von Bedeutung. Außerdem sollte eine Beseitigungspflicht unter Kostentragungslast der Betreiber\*innen der Leitungen aufgenommen werden. Redlich wäre im Übrigen, eine Definition der Stilllegung aufzunehmen, die auch die Eigentümer\*innen nachweisen können. Andernfalls verbleiben die Leitungen ohne Anzeige der Betreibenden der Leitungen auf dem Grundstück.

## 5 Zu Nummer 9 § 11b EEG

Ebenso begrüßt der BWE den Vorstoß des Gesetzgebers, auch weitergehende Duldungspflichten im EEG zu statuieren, die der Nutzung von Grundstücken zur Überfahrt und Überschwenkung bei der Errichtung von Windenergieanlagen dienen.

Die im RefE enthaltene neue Regelung eines § 11b EEG sollte jedoch mindestens wie nachfolgend erläutert angepasst werden (neuer Text **fett**). Im Übrigen sei auf die Ausführungen zum neuen § 11a EEG verwiesen.

### § 11b

Recht zur Überfahrt ~~während der Errichtung~~

#### Zu Absatz 1 Satz 1:

*„Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes haben die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstückes zur Errichtung, **zur Instandsetzung und zur Beseitigung** von Windenergieanlagen **und Freiflächensolaranlagen** und die Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt durch den Betreiber ~~der Windenergieanlagen~~ **dieser Anlagen oder den Betreiber der Zufahrten zu den Anlagen** und von ihm beauftragte Dritte zu dulden.“*

Die Duldungspflicht sollte sich nicht auf die Überfahrt „zur Errichtung von Windenergieanlagen“ beschränken, sondern sich auch auf die Überfahrt zur Instandsetzung und zur Beseitigung von Windenergieanlagen erstrecken. Im Übrigen wäre die Anwendbarkeit der Regelung auch auf Freiflächensolaranlagen sinnvoll.

Zudem sollte nicht nur der Betreiber der Windenergieanlage der Berechtigte sein, sondern zumindest auch der Betreiber der Zuwegung, analog zu der Regelung in § 11a EEG. Denn in vielen Fällen veranlasst nicht der Betreiber der Windenergieanlage, sondern eine Infrastrukturgesellschaft die Überfahrt. Auch die Erstreckung auf beauftragte Dritte hilft hier nicht weiter, weil die Betreiber der Windenergieanlagen nicht zwingend die Infrastrukturgesellschaft beauftragen. Auch die Regelung in Satz 4 („Der Betreiber hat nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand unverzüglich wiederherzustellen.“) spricht dafür, dass die Wiederherstellungspflicht den Betreiber der Zuwegung treffen muss, wenn die Überfahrt gleichzeitig für die Errichtung von Windenergieanlagen verschiedener Betreiber genutzt wird.

#### Zu Absatz 1 Satz 2:

*„Der Betreiber darf nur die Grundstücke benutzen, die für den Transport erforderlich sind.“*

Unklar bleibt, wer die Erforderlichkeit bestimmt. Der Gesetzgeber sollte jedenfalls in der Begründung klarstellen oder Kriterien festlegen, wie die Erforderlichkeit bestimmt wird. Aus Sicht des BWE sollten die Belange des Betreibers maßgeblich sein.

#### Zu Absatz 1 Satz 3:

*„Die Duldungspflicht besteht nicht, ~~wenn~~ **soweit** dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird.“*

Der Entwurf sieht ein Alles-oder-nichts-Prinzip vor. Es sollte aber auch eine Duldungspflicht für einen Zuwegungsverlauf mit geringerer (zumutbarer) Beeinträchtigung bestehen bleiben.

#### Zu Absatz 2 Satz 1:

*„Ist die Überfahrt des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber **jedem** Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung des Grundstücks eingeschränkt war, nach **Errichtung Inbetriebnahme der letzten** Windenergieanlage **bzw. nach Errichtung der letzten Freiflächensolaranlage, für deren Errichtung die Überfahrt erfolgte, [...] EUR je Tag und in Anspruch genommenen Quadratmeter.**“*

Es können u.U. auch mehrere Nutzungsberechtigte unmittelbar beeinträchtigt sein.

Der Entwurf sieht vor, dass die Entschädigung „nach Errichtung der Windenergieanlage“ fällig wird. Da zwischen diesem Zeitpunkt und der Inbetriebnahme ggf. noch weitere Überfahrten erforderlich sein können, sollte hier auf die Inbetriebnahme abgestellt werden. Zudem sollte unter Berücksichtigung von Fällen, in denen die Überfahrt für die Errichtung von mehreren Windenergieanlagen erfolgt, auf die Inbetriebnahme der letzten Windenergieanlage abgestellt werden. Freiflächensolaranlagen sind entsprechend zu berücksichtigen. Bisher ist kein Betrag für die Entschädigungszahlung vorgesehen. Da bereits heute hohe Kosten für den Transport entstehen, plädiert der BWE für einen sehr moderaten Wert, um die Kosten nicht zusätzlich in die Höhe zu treiben.

Zu prüfen wäre, ob die Duldungspflicht nicht auch auf Baulasten erweitert werden kann, da diese den Vorhaben teilweise genauso entgegenstehen wie Transport und Leitungen.

## 6 Zu Nummer 17 § 30 Abs. 1 Nr. 9 EEG

Der BWE begrüßt den Entfall der Eigenerklärung zur Wiedervernässung von Moorböden als Anforderung an Gebote für die Ausschreibungen für Windenergie an Land. Aus der Praxis berichten unsere Mitglieder, dass die Erstellung und Einhaltung der Eigenerklärung mit hohen Unsicherheiten verbunden und praktisch nicht durchführbar war. Aus Sicht des Verbandes kann es sich bei der Einführung für die Ausschreibungen für Wind an Land nur um ein Versehen des Gesetzgebers gehandelt haben. Die Streichung der Regelung für Wind an Land ist daher positiv.

## 7 Zu Nummer 21 § 36e Abs. 1 EEG

Bereits seit Jahren weist der BWE immer wieder auf Probleme im Rahmen der unflexiblen Realisierungs- und Pönalefristen (§ 55E EEG) hin.<sup>2</sup>

Auch wegen der Verzögerungen in den Lieferketten, zunächst aufgrund der Covid-19-Pandemie und anschließend durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat der BWE mehrfach Verbesserungsvorschläge gemacht; bisher ohne eine entsprechende Umsetzung im EEG.<sup>3</sup>

**Sollte die Realisierungs- und Pönalefrist nicht ausgesetzt werden, muss diese deutlich verlängert werden. Wichtig ist hier, dass auch die Pönalefrist verlängert werden muss und gleichlaufend mit der Realisierungsfrist ist. Dies wurde bisher bei den EEG-Novellen versäumt, lediglich die**

---

<sup>2</sup> Vgl. z.B. BWE (2020): Positionspapier: COVID-19-Krise und deren Auswirkungen auf die Windenergiebranche – [LINK](#); BWE (2022): Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften – [LINK](#); BWE (2022): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket – [LINK](#); zuletzt: BWE (2023): Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel – [LINK](#).

<sup>3</sup> Wie zuvor und BWE (2022): Positionspapier Verzögerungen und Preissteigerungen durch die Covid-19-Pandemie (höhere Gewalt) bei bereits bezuschlagten Windenergie-Projekten auffangen und den Ausbau sichern! – [LINK](#); BWE (2022) Stellungnahme zum RegE Erneuerbaren-Energien-Gesetz u.a. – [LINK](#).

**Realisierungsfrist wurde angepasst.<sup>4</sup> Dies hat unter anderem zu der Zurückhaltung in den Ausschreibungsrunden September und Dezember 2022 und Februar 2023 geführt.**

Es ist unlogisch, dass die Pönalefrist bereits vor Ablauf der Realisierungsfrist greift und rechtzeitig fertiggestellte Projekte bestraft werden. Der Zweck der Pönale zur Sicherung ernsthafter Angebote ist nicht (mehr) gegeben. Bei den derzeitigen Lieferkettenproblemen wird fast zwangsläufig die Pönalefrist gerissen. Außerdem ist es ureigenes Interesse der Betreiber, die Windenergieanlagen so schnell wie möglich in Betrieb zu nehmen.

**Ohne zeitweise Aussetzung oder zumindest Anpassung der Realisierungs- und Pönalefristen wird die Korrektur des Höchstwertes und die Möglichkeit zur Rückgabe von Zuschlägen nicht den gewünschten Effekt der Entfesselung der genehmigten Projekte und der Steigerung der Teilnahme an den Ausschreibungen haben.**

Dass ein Projekt nach Teilnahme an der Ausschreibung nicht umgesetzt werden kann, bleibt trotzdem denkbar, etwa bei erfolgreicher Klage gegen die Genehmigung. Der BWE schlägt daher vor, die **Gültigkeit des Zuschlags an die Gültigkeit der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung zu binden**. Sofern diese verfällt (in der Regel sind die Windenergieanlagen nach der Genehmigung innerhalb von zwei Jahren zu errichten, bevor die Genehmigung verfällt), sollte eine Mitteilung an die Bundesnetzagentur (BNetzA) ausreichend sein, dass keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung mehr vorliegt und der Zuschlag zurückgegeben wird. Das befreit die Fläche und ermöglicht gegebenenfalls eine neue Projektierung. Davon unbenommen bleibt die Möglichkeit der Antragsstellenden, die Genehmigung zu verlängern und den Zuschlag zu behalten.

**Konkret:**

§ 36e müsste von 30 Monaten um **12 Monate auf 42 Monate** angepasst werden:

*(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land **42 Monate** nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind.*

Die Pönalefrist zur Inbetriebnahme nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags § 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG müsste von 24 Monaten auf die gleiche Dauer der Realisierungsfrist angepasst werden, also ebenfalls auf 42 Monate:

*(1) Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land nach § 36 und für Zusatzgebote nach § 36j müssen Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten, soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Windenergieanlage an Land nach § 35a entwertet werden oder wenn die Windenergieanlage an Land mehr als **42 Monate** nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.*

**Diese Aussetzung bzw. Verlängerung der Realisierungs- und Pönalefrist ist für Projekte mit Zuschlägen von 2021 bis einschließlich Mai 2023 ebenso geboten.** Eine solche rückwirkende Regelung kann einzelnen Projekten bereits dabei helfen, die Umsetzung dieser Zuschläge zu sichern. Sie müssten dann nicht von der Rückgabe der Zuschläge Gebrauch machen.

---

<sup>4</sup> Das Auseinanderfallen der beiden Fristen hält der BWE für nicht zielführend und nicht begründbar.

## 8 Zu Nummer 27 § 52 Abs. 3 EEG

Die Anpassung in § 52 Absatz 3 EEG 2023 schafft Rechtssicherheit für Betreiber und ist daher zu begrüßen. Mit der vom Gesetzgeber intendierten Klarstellung können Strafzahlungen vermieden werden, die bei Betreibern zu einer unbilligen Härte führen würden, ohne dies von einem konkreten Verschulden abhängig zu machen.

Für die Fälle einer fehlenden Fernsteuerbarkeit zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist dies beispielsweise nicht ausreichend. Nach Ansicht des BWE wäre es daher besser, auf ein Wissen bzw. Wissen-müssen abzustellen:

*„Bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, 3, 4 oder 8, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, ~~entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat~~ **fällt die Zahlung erst ab dem zweiten auf die Kenntnis folgenden Monats an, ab dem der Anlagenbetreiber den Defekt kannte. Der Kenntnis steht die grob fahrlässige Unkenntnis gleich.**“*

## 9 Zu Nummer 29 § 55 Abs. 1 EEG

Siehe 7 Zu Nummer 21 § 36e Abs. 1 EEG.

## Punkte des BWE

Über die Vorschläge im Referentenentwurf des BMWK hinaus gibt es weiteren Änderungsbedarf am EEG. Dieser wird im Folgenden anhand der jeweiligen Paragraphen wiedergegeben und stellt in dieser Reihenfolge keine Priorisierung dar.

### 10 § 1a EEG: Kopplung Kohleausstieg und Fördernde Erneuerbare

In § 1a EEG hat der Gesetzgeber mit der Novelle aus dem Jahr 2022 geregelt, dass der Kohleausstieg und das Fördernde für die erneuerbaren Energien insgesamt zusammenfällt. Mit dem Kohleausstieg soll es keine weitere Förderung geben. Bereits zum sogenannten Osterpaket hat der BWE diese Verknüpfung klar kritisiert. Aus Sicht des Verbandes und der gesamten Erneuerbaren-Branche ist die Kopplung nicht nachvollziehbar.

### 11 § 2 EEG: Vorrang der Erneuerbaren

In § 2 EEG wird die besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien geregelt. Diese sind demnach im überragenden öffentlichen Interesse und sollen als vorrangiger Belang eingebracht werden. Satz 3 regelt eine Ausnahme, nämlich Belange der Landes- und Bündnisverteidigung. Aus Sicht des BWE bedarf es einer weiteren Präzisierung, da in der Praxis militärische Belange oftmals pauschal höher eingestuft werden als die Belange der erneuerbaren Energien. Das ist aber in § 2 gerade nicht enthalten. Vielmehr braucht es eine gleichwertige Abwägung.

### 12 § 3 Nr. 3a EEG: Ausgeförderte Anlagen

Endet die Förderdauer für Windenergieanlagen, so handelt es sich bei diesen unstreitig um ausgeförderte Anlagen. Um dem Rechnung zu tragen muss § 3 Nr.3a wie folgt angepasst werden:

*„ausgeförderte Anlagen“ [sind] Anlagen, die ~~keine Windenergieanlagen an Land sind, eine installierte Leistung von bis zu 100 Kilowatt haben~~ vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind und bei denen der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beendet ist; mehrere ausgeförderte Anlagen sind zur Bestimmung der Größe nach den Bestimmungen dieses Gesetzes zu ausgeförderten Anlagen als eine Anlage anzusehen, wenn sie nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs auf Zahlung als eine Anlage galten,..*

Da sich bisher § 23b EEG nicht auf Windenergieanlagen anwenden ließ, ist dieser ebenso anzupassen in dem analog zur Regelung für Anlagen in der Ausfallvergütung für Windenergieanlagen 80 Prozent des Jahresmarktwertes als Einspeisevergütung anzusetzen ist.

Begründung:

Windenergieanlagen, deren Förderdauer endet, sind unstreitig als ausgefördert anzusehen. Von daher erschließt sich in der bisherigen Legaldefinition unter § 3 nicht, warum dies bei Windenergieanlagen anders als bei anderen Anlagen erneuerbarer Energien sein soll.

Solche ausgeförderten Windenergieanlagen werden oft nicht von Direktvermarktungsunternehmen vermarktet, bzw. unter Vertrag genommen, auch nicht, wenn deren Leistungen mehr als 100 kW beträgt. Die Folge ist, dass diese Anlagen vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber vom Netz getrennt werden, da dieser die Strommengen keinem Bilanzkreis zuordnen kann.

Mit den hier gemachten Vorschlägen könnte der Anschlussnetzbetreiber diese ausgeförderten Windenergieanlagen weiter an seinem Netz einspeisen lassen und die Strommengen in den EEG-Bilanzkreis aufnehmen. Es entstehen zudem keine Mehrkosten, da lediglich 80 Prozent des Jahresmarktwertes des Vorjahres vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlt werden müsste.

Diese Anlagen stehen somit beispielsweise weiter für Repoweringprojekte z.B. im Rahmen des geplanten § 16b BImSchG zur Verfügung und belasten durch den Anspruch von lediglich 80 Prozent des Jahresmarktwertes das EEG-Konto nicht. Ein Anreiz für Anlagenbetreiber besteht somit weiterhin, einen Direktvermarkter zu finden, der den Strom zum durchschnittlich höheren Marktwert vermarktet.

### **13 § 3 Nr. 15 EEG: Definition von Bürgerenergie**

Siehe Ausführungen zu § 22b EEG.

### **14 § 4 und § 4a EEG: Ausbaupfad und Strommengenpfad**

Die in § 4 EEG 2023 für Wind an Land eingeführten Ausbaupfade hat der BWE ausdrücklich begrüßt. Kritisch sieht der BWE jedoch, die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land auf 160 GW ab dem Jahr 2040 zu deckeln. Eine Klarstellung, dass nicht nur der Erhalt der Leistung, sondern auch der Ausbau über 160 GW das erklärte Ziel der Bundesregierung sind, ist deshalb erforderlich.

### **15 § 6 EEG: Erstattung der kommunalen Beteiligung**

Die kommunale Beteiligung (§ 6 EEG) ist neben der direkten finanziellen Beteiligung von Bürger\*innen vor Ort zentral für die Akzeptanz der Erneuerbaren und um den Ausbau zu beschleunigen. Daher begrüßen wir die Einführung von § 6 und dessen Ausweitung auf PV-Freiflächenanlagen.

Mit der Klarstellung im EEG 2023, dass nur die Beteiligung an geförderten Strommengen (statt geförderten Anlagen) erstattungsfähig ist, wurde jedoch große Unsicherheit ausgelöst. Denn das bedeutet, dass bei negativen Preisen, bei Strompreisen über dem anzulegenden Wert sowie beim Wechsel in die sonstige Direktvermarktung die Zahlung an die Kommunen nicht erstattet werden kann. Wegen dieser hohen Unsicherheiten, insbesondere auch vor dem Hintergrund der Deckelung der erzielbaren Erträge durch die Erlösabschöpfung und mögliche Contracts for Difference (CfD), führt diese Regelung bereits heute zur Zurückhaltung beim Abschluss von Verträgen mit den Kommunen. Grundsätzlich ist es nicht nachvollziehbar, weshalb eine Erstattung der kommunalen Beteiligung von ungeförderten Anlagen, die sich ausschließlich über den Markt finanzieren und damit höheren Risiken ausgesetzt sind, nicht zugestanden wird.

Daher plädieren wir dafür, die kommunale Beteiligung grundsätzlich zu erstatten – unabhängig vom Förderstatus der Anlage bzw. der Strommenge. Zumindest jedoch sollte die Erstattungsfähigkeit auf geförderte Anlagen statt auf geförderte Strommengen abgestellt werden, um eine risikofreie Beteiligung der Kommunen zu ermöglichen.

## 16 Neuer § 6a EEG: Teilhabe der Bürger\*innen vor Ort

Die Windenergie an Land nimmt bei der Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele eine tragende Rolle ein. Dadurch steht die Branche vor der großen Herausforderung, bis 2030 115 GW Windleistung in Deutschland zu installieren. Dieser Ausbau gelingt nur mit einem starken gesellschaftlichen Rückhalt sowie Teilhabe von Bürger\*innen an den konkreten Projekten vor Ort.

Der BWE ist bestrebt, dass der Ausbau der Windenergie weiter durch eine breite gesellschaftliche Beteiligung und Teilhabe getragen wird. Im Umfeld von Windenergievorhaben in Kommunen sind Möglichkeiten echter Teilhabe, Spürbarkeit von regionaler Wertschöpfung und praktischem Nutzen für die Bürger\*innen durch Windenergie die konkreten Handlungsfelder. Bürger\*innen sowie Kommunen vor Ort müssen von Anfang an in die Planungen einbezogen und an Windenergieanlagen auch ökonomisch maßgeblich beteiligt werden.

Mit der Einführung des § 6 EEG 2021 wurde eine Möglichkeit geschaffen, die Kommunen, auf deren Gemeindegebiet Windenergieanlagen geplant sind (oder nach Aktualisierung EEG 2023 auch für bestehende Windenergieanlagen), an den Einnahmen dieser Anlagen zu beteiligen und somit die Akzeptanz für den Zubau von Windenergieanlagen an Land zu erhöhen. Nach § 6 Abs. 1 S. 1 EEG aktuelle Fassung sollen Anlagenbetreiber\*innen Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell beteiligen. Flankierend regelt § 6 Abs. 4 S. 3 EEG, dass Vereinbarungen über solche „nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs“ gelten.

Insgesamt regelt § 6 EEG aber ausschließlich direkte finanzielle Zuwendungen an die Gemeinden/Landkreise. Die ausdrücklich nicht vorgesehene Zweckbindung der Zahlung entsprechend § 6 EEG verhindert häufig, die Vorteile der Energiewende vor Ort durch konkrete Maßnahmen auch sichtbar zu machen.

**Es fehlt ein Instrument, nicht nur den Gemeinden, sondern auch deren Anwohner\*innen konkrete Teilhabemöglichkeiten anbieten zu können, ohne dabei in einem rechtlichen Graubereich zu agieren.**

Auch solche Maßnahme, die über direkte Zahlungen an die Gemeinde hinausgehen, sollten in einem begrenzten Rahmen daher möglich und von der Sanktionierung durch die §§ 331 bis 334 StGB ausgenommen sein.

**Konkret:** Es wird folgender **§ 6a EEG neu** eingeführt:

*§ 6a Weitere Maßnahmen zur Steigerung der regionalen Teilhabe*

*(1) Betreiber von Windenergieanlagen dürfen in Gemeinden oder Landkreisen, die von der Errichtung ihrer Anlage gemäß § 6 Abs. 2 Satz 2 oder Satz 3 betroffen sind, Teilhabemaßnahmen gemäß Absatz 4 ohne Gegenleistung anbieten oder sich an solchen beteiligen, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1.000 Kilowatt hat.*

*(2) Betreiber von Freiflächenanlagen dürfen in Gemeinden oder Landkreisen, die von der Errichtung ihrer Anlage gemäß § 6 Abs. 3 Satz 2 oder Satz 3 betroffen sind, Teilhabemaßnahmen gemäß Absatz 4 ohne Gegenleistung anbieten oder sich an solchen beteiligen.*

*(3) Vereinbarungen über Teilhabemaßnahmen nach diesem Paragraphen bedürfen der Schriftform und dürfen für Windenergieanlagen bereits zu dem in § 6 Absatz 4 Nr. 1 und für Freiflächenanlagen zu dem in § 6 Absatz 4 Nr. 2 festgelegten Zeitpunkt geschlossen werden. Die*



*Vereinbarungen gelten nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs. Satz 2 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.*

*(4) Teilhabemaßnahmen nach diesem Paragraphen sind Maßnahmen, die der Förderung der erneuerbaren Energien, dem Klimaschutz oder der Daseinsvorsorge dienen und deren Zweck eine regionale Teilhabe an den Erträgen der Windenergieanlagen ist. Sie dürfen sich mindestens auf das Gebiet einer betroffenen Gemeinde und maximal auf die Gebiete aller betroffenen Gemeinden und Landkreise beziehen. Teilhabemaßnahmen sind insbesondere*

- 1. vergünstigte gesellschaftsrechtliche Bürger- und Gemeindebeteiligungen,*
- 2. attraktive finanzielle Beteiligungsmodelle (z.B. Bürgersparbrief in Kooperation mit einer regionalen Bank und mit erhöhten Zinskonditionen),*
- 3. die Mitfinanzierung kommunaler Einrichtungen, wie u.a. Kindertagesstätten und Freizeiteinrichtungen,*
- 4. Bürgerstrommodelle (insbesondere vergünstigte Stromtarife, Zuzahlungen auf Stromrechnungen, direkter vergünstigter Stromeinkauf),*
- 5. Förderung einer nachhaltigen Verkehrsinfrastruktur (z.B. Ladesäulen für E-Mobilität),*
- 6. privilegierte Kooperationen mit regionalen Unternehmen (z.B. ebenfalls vergünstigter Stromeinkauf),*
- 7. Spenden oder Sponsoringzahlungen an Vereine oder (Bürger-) Stiftungen und*
- 8. Vergabe von Stipendien im Rahmen der Kulturförderung.*

*Teilhabemaßnahmen dürfen nicht aus direkten finanziellen Zuwendungen ohne Gegenleistung an die Gemeinden oder Landkreise bestehen, sondern unterliegen einer Zweckbindung gemäß Satz 1. Der Zweck der Teilhabemaßnahme ist in der schriftlichen Vereinbarung nach Absatz 3 festzuhalten. Teilhabemaßnahmen dürfen nicht einzelne Personen oder Personenmehrheiten persönlich begünstigen, es sei denn, dies ist durch den Zweck der Maßnahme zwingend vorgegeben.*

*(5) Teilhabemaßnahmen sind von den [Gemeinden oder Landkreisen] in geeigneter Weise, z.B. im [Amtsblatt], zu veröffentlichen.*

Der neue § 6a EEG sollte entsprechend der Erweiterung des § 6 EEG auch für Bestandsanlagen gelten. Die sollte in einer entsprechenden Übergangsvorschrift geregelt werden.

**Vorteil dieser Maßnahme ist neben der direkten Teilhabe der Bürger\*innen und der damit einhergehenden Akzeptanzförderung auch, dass diese kurzfristig umsetzbar ist. Es werden keine weiteren Gelder oder neuen Strukturen benötigt und sie wirkt umgehend und dient der Beschleunigung des Windenergieausbaus an Land. Aktuell braucht es mehr denn je schnell greifende Maßnahmen.**

Der BWE-Regelungsvorschlag betrifft ebenso Freiflächenanlagen, da für diese eine Erweiterung ebenso sinnvoll ist.

## 17 § 9 EEG: Technische Vorgaben (Intelligente Messsysteme)

### 17.1 Technischen Einrichtungen

Das EEG 2021 hat den § 9 EEG in der letzten Novelle neugestaltet, im EEG 2023 wurden keine Änderungen vorgenommen. Der BWE möchte daher nochmals folgende Hinweise geben:

#### 17.1.1 „Stufenlose Regelung“

Bereits in der BWE-Stellungnahme zum EEG 2021 hatte der BWE kritisiert, dass der Begriff „stufenlos“ in der Praxis schwierig ist. Technisch ist jede – auch dynamische – Regelung mit minimalen Stufen verbunden. Da die technischen Vorgaben bzw. Netzanschlussregeln, die im VDE/FNN erarbeitet werden, ohnehin die technisch bestmögliche Fernsteuerung erfordern, ist eine weitergehende Verpflichtung für Neuanlagen nicht erforderlich. Mindestens aber sollte klargestellt werden, dass der Begriff „stufenlos“ erfüllt ist und damit die Anforderungen nach dem EEG, wenn nach dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage die Leistung vorgegeben werden kann.

#### Änderungsvorschlag des BWE:

Wir schlagen daher folgende Streichung in § 9 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 vor:

*„(...) die Einspeiseleistung stufenweise ~~oder, sobald die technische Möglichkeit besteht,~~  
~~stufenlos~~ ferngesteuert regeln können.“ [Streichung fett]*

#### 17.1.2 Nachrüstpflicht muss angemessen sein

Die Formulierung in § 9 Absatz 1 Nummer 2 „**sobald die technische Möglichkeit besteht**“ suggeriert, dass immer wieder eine Nachrüstpflicht für Anlagen entstehen kann, sobald eine neue technische Möglichkeit entsteht. Jedenfalls ist hier eine Verhältnismäßigkeitsprüfung entsprechend dem früheren § 20 Absatz 3 EEG 2017 („*gegen angemessenes Entgelt am Markt verfügbar*“) einzufügen. Dies gilt gleichermaßen für die gleichlautende Formulierung in § 10b.

## 18 § 10b EEG: Vorgaben zur Direktvermarktung

Der in der Novelle zum EEG 2021 neu gestaltete § 10b EEG regelt die technischen Anforderungen an Anlagen in der Direktvermarktung. Die aktuelle Ausgestaltung wurde bisher nicht angepasst und führt insbesondere bei älteren Windenergieanlagen zu folgenden Problemen:

### 18.1 Forderung einer „stufenlosen Regelung“

Viele Windenergieanlagen wurden bereits zur Teilnahme an der Direktvermarktung nachgerüstet, so dass diese nun stufenweise – aber eben nicht „stufenlos“- regelbar sind. Bei Anlagen mit Teilumrichter, Stall-Anlagen sowie bei direkt an das Netz gekoppelten Anlagen ist aufgrund der Anlagentechnologie eine stufenlose Regelung in der Regel technisch nicht umsetzbar.

Hier sollten aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes keine unnötigen zusätzlichen Anforderungen erhoben werden.

Aus Sicht des BWE sollte die Forderung nach einer „stufenlosen Fernsteuerung“ deshalb nicht direkt im EEG aufgenommen werden. Vielmehr sollte entsprechend Gesetzesbegründung nur die „*ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung*“ und keine stufenlose Regelung gefordert werden.

#### **Änderungsvorschlag des BWE:**

Wir schlagen folgende Änderung in § 10b Absatz 1 Nummer 1 EEG 2023 vor:

*„(...) die Einspeiseleistung stufenweise ~~oder, sobald die technische Möglichkeit besteht,~~ **stufenlos** ferngesteuert regeln kann.“* [Streichung fett]

**Außerdem fehlt eine Übergangsvorschrift entsprechend dem jetzigen § 100 Abs. 4 EEG 2021 bzw. dem geplanten § 100 Abs. 3 EEG 2023 für § 10b EEG. Dadurch besteht die Gefahr, dass Bestandsanlagen, deren Förderanspruch ausgelaufen ist, allein deshalb nicht mehr betrieben werden können, weil sie zwar die Anforderungen nach § 9 in Verbindung mit der Übergangsregelung erfüllen können, aber nicht die strengeren Anforderungen nach § 10b (ohne Übergangsregelung).**

### **18.2 „Ausgeförderte Anlagen“ im Weiterbetrieb**

Es gibt ältere Anlagentypen, bei denen auch eine stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, sondern lediglich ein vollständiges Abschalten. Das ist insbesondere bei „ausgeförderten Anlagen“ im Weiterbetrieb problematisch. Zudem gibt es bei älteren Anlagen teilweise nicht genug Platz, um eine Fernwirkanlage nachzurüsten, da die Station am Netzverknüpfungspunkt teilweise so knapp bemessen ist, dass ein Schrank für die Fernwirkanlage (ca. 40 mal 30 cm) plus weitere benötigte Komponenten dann nicht mehr hineinpassen.

**Hier käme die Verpflichtung zur stufenlosen oder stufenweisen Regelung einem praktischen Betriebsverbot gleich, sobald die Anlagen keine Einspeisevergütung mehr in Anspruch nehmen können.**

**Außerdem hat die Regelung den Effekt, dass für bestimmte Anlagentypen der Weg in die Direktvermarktung versperrt oder jedenfalls erheblich erschwert ist. Damit verhindert die derzeitige Regelung die eigentlich gewünschte Marktintegration. Daraus lässt sich allgemein die Forderung ableiten, dass für bestehende Anlagen die technischen Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit nicht strenger sein dürfen als die Anforderungen an den Redispatch 2.0, weil andernfalls ein Anreiz gesetzt wird, in der Einspeisevergütung zu bleiben und die Direktvermarktung zu vermeiden.**

**Anlagentypen, bei denen eine stufenlose oder stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, müssen von der Verpflichtung einer stufenlosen Regelung ausgenommen werden.**

### **18.3 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“**

Ältere Anlagen im Weiterbetrieb können teilweise auch nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand mit einem „intelligenten Messsystem“ (iMS) verbunden werden. In diesem Fall käme die Pflicht zur Verwendung eines iMS ebenfalls einem praktischen „Betriebsverbot“ gleich (siehe unter 2.2.). Auch hier sollten „ausgeförderte“ Anlagen von der Pflicht zur Verwendung des iMS ausgenommen werden.

## **18.4 Fehlende Verpflichtung des Netzbetreibers das intelligente Messsystem einzubauen, wenn es nach § 10b gefordert ist**

Es muss sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber das intelligente Messsystem einbauen muss, wenn es nach § 10b gefordert wird. Denn das EEG knüpft die Verpflichtung zur Verwendung des iMS ausschließlich an die Marktverfügbarkeitserklärung nach § 30 MSBG, der Rollout beginnt nach § 31 Abs. 2 Nr. 4 MSBG erst dann, wenn die iMS auch gegen ein „angemessenes Entgelt“ eingebaut werden kann. Außerdem ist nach Messstellenbetriebsgesetz (MSBG) die Rollout-Verpflichtung des Netzbetreibers bereits erfüllt, wenn er 95 Prozent der Messstellen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet hat. Der Anlagenbetreiber, der unter die 5 Prozent der nicht ausgestatteten Messstellen fällt und seinen Strom direktvermarkten möchte, hätte dann nur die Möglichkeit, einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber zu wählen. Dieser dürfte deutlich teurer sein, da er daran gebunden ist, ein angemessenes Entgelt anzubieten.

**Es muss daher eine – individuell einklagbare – Verpflichtung für den Netzbetreiber geben, das intelligente Messsystem gegen ein angemessenes Entgelt einzubauen, wenn und soweit der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, das intelligente Messsystem zur Fernsteuerung zu verwenden. Alternativ muss die Verpflichtung zur Verwendung des iMS auch daran geknüpft werden, dass die Verwendung für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich vertretbar ist.**

## **19 § 20 EEG: Marktprämie**

Wie bisher soll nach § 20 Nummer 3 EEG 2021 die Marktprämie nur für Anlagen ausgezahlt werden, deren Strommengen in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Marktprämienstrom vermarktet wird. Eine Aufteilung nach § 21b Absatz 3 ist nur möglich, wenn dazu die Mengen messtechnisch gemessen und bilanziert werden. Bisher konnte die gemeinsame Vermarktung von unterschiedlichen Marktprämienanlagen bei heterogenen Windparks unter anderem einfach unter Zuhilfenahme der Aufteilung nach Referenzertrag erfolgen, da in der Regel sich nur Anlagen mit diesem Marktprämienanspruch an einem Netzverknüpfungspunkt befanden. Ein Tranchieren der Strommengen einer Marktlokation ist dort möglich.

Jedoch sollte gemeinsames Einspeisen von Marktprämienanlagen und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung auch ohne Zuhilfenahme der getrennten Messung und Bilanzierung erfolgen können, wenn gemeinsam am Netzverknüpfungspunkt gemessen wird und die Mengen entsprechend aufgeteilt werden. Dies kann bspw. ebenso durch die Tranchierung der messtechnisch erfassten Strommengen erfolgen, um die Tranchen in sortenreine Bilanzkreise aufteilen zu können.

Damit die Regelung nach § 20 Nummer 3 nicht zur sinnlosen Sanktionierung von Marktprämien-Anlagen führt, wenn mit diesen weitere EE-Anlagen ohne Anspruch auf Marktprämie am selben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, empfehlen wir eine klarstellende Anpassung in § 20 Nr. 3 EEG 2021, dass bei gemeinsamer Messung von geförderten und nicht geförderten Anlagen eine Mengenabgrenzung **unter entsprechender Anwendung** von § 24 Absatz 3 EEG 2021 für die Zuordnung zu den verschiedenen Bilanzkreisen unproblematisch ist.

## 20 § 22b EEG: Bürgerenergiegesellschaften

Die im Januar 2022 in Kraft getretenen neuen Klima-, Energie und Umweltbeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission sehen vor, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie unter bestimmten Voraussetzungen von dem Erfordernis der Ausschreibung ausgenommen werden können.

### 20.1 § 3 Nr. 15 EEG: Definition der Bürgerenergiegesellschaft

§ 15 Nummer 3 definiert die Bürgerenergiegesellschaft neu.

Der BWE hatte die Erhöhung des Gesellschafterkreises befürwortet.

Zur Akzeptanzsteigerung vor Ort und für eine Partizipation muss ein wesentlicher Anteil der Bürger\*innen die Möglichkeit haben, von der Initiative zu profitieren.

Allerdings geht der BWE davon aus, dass 50 Personen bereits zum Zeitpunkt der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung oder der Meldung bei der BNetzA eine hohe Hürde darstellen. Wir schlagen daher vor, dass es **zunächst ausreicht, 10 Personen zu beteiligen und erst zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine Beteiligung von 50 Personen** gegeben sein muss:

„Bürgerenergiegesellschaft“ jede Gesellschaft,

*„deren lokaler Gesellschafterkreis bei Mitteilung nach § 7 Absatz 2 9. Bundes-Immissionsschutzverordnung mindestens aus 10 natürlichen Personen nach b) besteht und diesen ein Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000 € je Anteil gemacht wurde,“*

Nach Buchstabe b müssen für das Vorliegen einer Bürgerenergiegesellschaft mindestens 75 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Anlage errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind.

Der BWE befürwortet eine Mindestprozentzahl der Stimmrechte. Nach Auffassung des BWE genügen hier jedoch 70 Prozent.

Der BWE regt zur Stärkung der Akteursvielfalt vor Ort und zum Schutz vor Missbrauch an, dass der **Hauptwohnsitz im Beteiligungsgebiet bereits mindestens zwei Jahre** bestanden haben muss.

Es stellt sich die Frage, auf welchen Zeitpunkt das EEG 2023 abstellt. Im Zusammenhang mit dem neu eingefügten § 22b EEG wird dies wohl der Zeitpunkt der Anmeldung bei der BNetzA sein. Nach Auffassung des BWE sollten die Voraussetzung der lokalen Ansässigkeit bei Kapitaleinzahlung und Mitteilung nach § 7 Absatz 2 9. Bundes-Immissionsschutzverordnung vorliegen.

Der BWE schlägt einen Umkreis von 25 km Radius gemessen um Fundament-Mittelpunkte als Beteiligungsgebiet vor. Diese würde die aktuelle Regelung zum ganz oder teilweise erfassten Postleitzahlengebiet im Umkreis von 50 km ersetzen.

Dies passt im Übrigen zur Regelung der kommunalen Beteiligung in § 6. Hier werden die Gemeinden, denen ein Angebot gemacht werden darf, eingegrenzt durch Absatz 2 Satz 2: *„Als betroffen gelten Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2 500 Metern um die Turmmitte der Windenergieanlage befindet.“*

Es wurde mit dem EEG 2023 außerdem ein Buchstabe c eingefügt, wonach

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

Nach der Definition sind KMU Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeiter\*innen und weniger als 50 Mio. € Umsatzerlös oder 43 Mio. € Bilanzsumme. Wir geben zu bedenken, dass im Falle von Energiegenossenschaften oft auch die lokalen Volks- und Raiffeisenbanken Mitglied sind, die oft keine KMUs sind. Diese VR-Banken müssten bei dieser Definition die Energiegenossenschaften verlassen.

Der BWE regt vor allem an, dass **mindestens 10 Prozent des Eigenkapitals durch die Gemeinde(n) im Beteiligungsgebiet gehalten werden oder diesen angeboten** worden ist.

Im EEG 2023 wurde der Folgeabsatz nach Buchstabe d wie folgt geregelt:

*„wobei mit den Stimmrechten nach Buchstabe b in der Regel auch eine entsprechende tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sein muss, es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht, wenn jedes der Mitglieder der Gesellschaft die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis d erfüllt und es bei einer Gesellschaft, an der eine andere Gesellschaft 100 Prozent der Stimmrechte hält, ausreicht, wenn die letztere die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis d erfüllt.“.*

Der BWE befürwortet, die Abhängigkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft durch die Stimmrechte. Zudem schlägt der BWE vor, die Stimmrechte auch an das Eigenkapital zu binden (außer Genossenschaften):

*„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,*

*„deren Gesellschaftsvertrag vorsieht, dass die Höhe des Eigenkapitals den Umfang des Stimmrechts bestimmt, dies gilt nicht für eingetragene Genossenschaften nach § 1 Genossenschaftsgesetz,“*

Der BWE regt außerdem eine Beteiligungsobergrenze von 10 Prozent pro Gesellschafter\*in an. Kein/e Gesellschafter\*in darf durch die Beteiligungshöhe eine bestimmende oder beherrschende Stellung erreichen:

*„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,*

*„deren Beteiligung je lokalem Gesellschafter / je lokaler Gesellschafterin begrenzt ist auf höchstens 10 Prozent des Eigenkapitals,“*

## **20.2 Erforderlich: Weitere Kriterien für die Bürgerenergieprojekte**

Insgesamt sind die Voraussetzungen der Bürgerenergiegesellschaften nach Auffassung des BWE zu weit. Wir fordern daher weitere folgende Voraussetzungen:

### **20.2.1 Niederschwellige Mindestbeteiligung**

Für die Bürgerenergiegesellschaft muss dem potenziellen lokalen Gesellschafterkreis der 50 Personen bei Inbetriebnahme im Beteiligungsgebiet ein niederschwelliges öffentliches Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000 € je Anteil gemacht werden:

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

*„deren lokaler Gesellschafterkreis bei Inbetriebnahme der angemeldeten Anlagen mindestens aus 50 natürlichen Personen besteht und diesen ein öffentliches Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000 € je Anteil gemacht wurde,“*

### **20.2.2 Gewerbesteuer nach § 10 Abgabenordnung**

Es müssen 100 Prozent der Gewerbesteuer in den Standortgemeinden verbleiben. Der Geschäftsleitungssitz gem. § 10 Abgabenordnung muss daher in einer der Standortgemeinden innerhalb des Beteiligungsgebiets liegen.

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

*deren Geschäftsleitungssitz gemäß § 10 Abgabenordnung im Beteiligungsgebiet nach § 36g Absatz 1 liegt und damit die gesamte Gewerbesteuer nach § 3 Absatz 2 Abgabenordnung im Beteiligungsgebiet nach § 36g Absatz 1 entrichtet wird.“*

### **20.2.3 Lokale Verwurzelung des Geschäftsführers / der Geschäftsführerin**

Wir halten ferner die lokale Verwurzelung eines Geschäftsführers / einer Geschäftsführerin für erforderlich.

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

*bei der mindestens ein Geschäftsführer / eine Geschäftsführerin die Anforderungen nach b) erfüllt,“*

(vgl. ausführlich: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 8 f.)

## **20.3 § 22b Absatz 1 EEG – Ausnahmeveraussetzungen**

Mit dem EEG 2023 wurde folgende Regelung für Bürgerenergiegesellschaften im § 22b EEG eingeführt:

*(1) Die Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 ist nur zulässig, wenn*

- 1. der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass die Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind,*
- 2. diese Mitteilung der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zugegangen ist und in der Mitteilung die Registernummer angegeben ist und*
- 3. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.*

Der BWE befürwortet die Ausnahme eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 unter der in § 22b Absatz 1 Nummer 1 genannten Voraussetzung unter Maßgabe, dass die Voraussetzungen nach § 3 Nummer 15 (Definition einer Bürgerenergiegesellschaft) nach den Vorschlägen des BWE angepasst werden.

Die Meldefrist (3 Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz) halten wir jedoch für unpraktikabel und unnötig kurz. Wir können nicht nachvollziehen, warum die Bürgerenergiegesellschaften den Zeitpunkt der Meldung nicht selbst entscheiden können – insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch den Zeitpunkt der Meldung bei der BNetzA die Vergütungshöhe bestimmt wird:

#### **§ 46 Windenergie an Land**

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1; dabei ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den **Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr** zu ersetzen. [Hervorhebung durch Verfasserin]

Der BWE fordert im Übrigen eine andere Vergütung:

Durch die Anmeldung bei der BNetzA hat die Bürgerenergiegesellschaft – bei Erfüllung der weiteren Voraussetzungen – einen Vergütungsanspruch in Höhe des **Durchschnitts der höchsten Zuschlagpreise der letzten drei Ausschreibungsrunden, ausgehend vom Datum der Anmeldungen bei der BNetzA**.

Der BWE lehnt zudem die **unter § 22b Absatz 1 Nr. 3 genannten Voraussetzungen ab**. Hiernach dürfen Personen oder verbundene Unternehmen der Bürgerenergiegesellschaft bei Anmeldung der Windenergieanlage der Bürgerenergiegesellschaft bei der BNetzA innerhalb der vorausgegangenen drei Jahre kein Windenergieprojekt umgesetzt haben. Bei den starken Kriterien und Voraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften, die von uns vorgeschlagen wurden, sollte es jedoch keine zeitliche Beschränkung auf Projekte pro Technologie und in einem festgelegten Zeitraum für Bürgerenergiegesellschaften geben. Erfolgreiche Bürgerenergiegesellschaft-Projekte sollten auch weitere Projekte realisieren können. Es muss möglich sein, erfahrene und regionale Akteure wie etwa Stadtwerke in die Bürgerenergiegesellschaften einzubinden. **Der BWE schlägt daher vor, § 22b Absatz 1 Nr. 3 zu streichen.**

#### **20.4 § 22b Absatz 4 S. 1 EEG – Nachweispflicht**

Im EEG 2023 wurde eine Nachweispflicht für Bürgerenergiegesellschaften festgelegt, nach der die Eigenschaft der Bürgerenergiegesellschaft zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre im Förderzeitraum gegenüber dem Netzbetreiber durch Eigenerklärung nachzuweisen ist.

Der BWE befürwortet die Überprüfung alle fünf Jahre und fordert außerdem eine **Haltefrist von mindestens 15 Jahren**. Die Einhaltung der Kriterien, die bei Anmeldung erfüllt werden müssen, sind der BNetzA bei Anmeldung per Eigenerklärung der Bürgerenergiegesellschaft darzulegen.

Bei Anmeldung der Inbetriebnahme sind dem Netzbetreiber zusätzlich die dann einzuhaltenden Kriterien (v.a. mindestens 50 natürliche Personen) darzulegen (vgl. oben und vgl. ausführlich: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 7 f.)



## **20.5 § 22b Absatz 5 EEG – Sperrfrist drei Jahre**

Nach dem EEG 2023 dürfen Bürgerenergiegesellschaften, deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und mit diesen jeweils verbundene Unternehmen im Sinn von Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) für drei Jahre ab der Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 keine Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen. Eine Teilnahme an den jeweiligen Ausschreibungen nach § 28 oder § 28a Absatz 1 ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.

Der BWE hält diese Sperrfrist wie auch bei § 22b Abs. 1 Nr. 3 für widersprüchlich gegenüber den vorgestellten Ausbauzielen von Windenergie an Land. Besonders unter Berücksichtigung der hohen Voraussetzungen, schlägt der BWE deshalb vor, § 22b Abs. 5 zu streichen.

## **20.6 § 22b Absatz 6 EEG – Weitergehende Länderregelungen**

Nach dem EG 2023 können die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist.

Der BWE sieht dies kritisch, da unterschiedliche landesspezifische Beteiligungsmodelle und Abweichungen zu den Bundesvorgaben Bürgerenergiegesellschaften vor neue Herausforderungen stellen und Unsicherheiten erzeugen. Diese können zu erheblichen Verzögerungen in der Genehmigungsphase führen, was hinsichtlich des dringend erforderlichen raschen Ausbaus kontraproduktiv wirkt. Die Bundesregelungen zur Bürgerbeteiligung nach §22b und § 6 sollten daher aus Gründen der Vereinfachung abschließend sein und etwaige Länderregelungen ersetzen.

## **20.7 § 24 Absatz 2 EEG Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen**

Mit dem EEG 2023 wurde in § 24 Absatz 2 ein zeitlicher (24 Monate) und räumlicher (2 km) Abstand geregelt, damit größere Projekte nicht auf mehrere kleinere Bürgerenergiegesellschaften aufgeteilt werden.

Der BWE hält diese Regelung für zu kompliziert, unpraktikabel und ggf. kontraproduktiv. Wenn man das Ziel hat, dass große Projekte sich nicht auf mehrere BEGs aufteilen, gibt es bessere Regelungen. Wir schlagen daher vor, dass benachbarte Projekte substantiell unterschiedliche Gesellschaften sein müssen (im Detail: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#)).

## **20.8 BWE-Vorschlag einer gesetzlichen Regelung: Bürgerenergiegesellschaften im EEG**

Der BWE hat auf Grundlage dieser Ausführungen einen konkreten Vorschlag zur Anpassung des EEG unterbreitet, auf den wir an dieser Stelle verweisen: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 8 ff.)

## **20.9 Anhebung der Obergrenzen von 18 MW auf EU-Ebene forcieren**

Wir wollen abschließend darauf hinweisen, dass die 18 MW aus ehemals sechs mal drei Windenergieanlagen zu je drei MW entstanden sind. Mittlerweile hat sich die Anlagenleistung in acht

Jahren seit der erstmaligen Schaffung der Deminimis-Regelung auf EU-Ebene mehr als verdoppelt. Projiziert man dies auf die kommenden acht Jahre, würde man nur noch von einer Windenergieanlage, welche von dieser Befreiung profitieren würde, sprechen. Aktuell wären es bereits nur noch zwei Windenergieanlagen. Aber auch Bürgerwindprojekte haben oftmals mehr als zwei Windenergieanlagen.

Wir regen daher an, dass sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene dafür einsetzt, die 18 MW zu erhöhen.

## **20.1 § 24 EEG: Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen**

Vgl. oben zu § 22b.

## **21 § 35 EEG: Bekanntgabe der Zuschläge**

Gemäß § 35 Absatz 1 EEG 2023 gibt die Bundesnetzagentur die Zuschläge auf ihrer Website bekannt. In der Vergangenheit hat die Bekanntgabe der Ergebnisse durch die BNetzA immer später stattgefunden. Dies hat mit Blick auf Fristen und Baufenster in der Projektrealisierung zu Problemen geführt, da beispielsweise erforderliche Rodungen nach bestimmten Stichtagen nicht mehr durchgeführt werden konnten. Die Errichtung von Windenergieanlagen insbesondere im Forst wurde hierdurch um mehrere Monate und in Einzelfällen bis zu einem Jahr verzögert. Weitere Herausforderungen ergeben sich mit Blick auf Lieferzeiten von Windenergieanlagen. Jede Verspätung in der Scharfstellung der Verträge mit den Herstellern kann in der gegenwärtigen Situation zu weiteren monatelangen Verzögerungen in der Bereitstellung der Windenergieanlagen führen.

Um die Planungssicherheit für Projektierer zu gewährleisten, muss das Problem der späten Bekanntgabe der Zuschläge im EEG adressiert werden. Dies muss durch klare gesetzliche Vorgaben für die BNetzA in Form eines Bekanntgabedatums (spätestens erster Arbeitstag des Nachfolgemonats) erfolgen. Alternativ muss eine Aufstockung personeller Ressourcen im Bereich der Bearbeitung der eingegangenen Gebote erfolgen.

## **22 § 36e EEG: Umsetzungsfrist**

### **22.1 Mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung; maximale Verlängerung von 18 Monaten**

Nach § 36e Absatz 2 Satz 2 soll die Verlängerung höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, *„wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach Absatz 3 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf.“*

Die Höchstfrist der Verlängerung von 18 Monaten ist offensichtlich unzureichend. Der Zeitraum von 18 Monaten reicht nicht einmal aus, um ein Gerichtsverfahren in zwei Instanzen (Verwaltungsgericht und Oberverwaltungsgericht) unter optimalen Bedingungen und ohne Beweiserhebung durchzuführen. In einigen Bundesländern reicht der Zeitraum von 18 Monaten nicht einmal aus, um das erstinstanzliche Verfahren am Verwaltungsgericht durchzuführen. Auch wenn über das Investitionsbeschleunigungsgesetz die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts eingeführt

wurde,<sup>5</sup> ist damit zu rechnen, dass das erstinstanzliche Verfahren innerhalb des Zeitraums von 18 Monaten nur in Ausnahmefällen abgeschlossen sein wird. Wenn eine Höchstfrist vorgesehen wird, muss diese deutlich großzügiger ausfallen und mindestens fünf Jahre betragen.

Der BWE schlägt daher folgende Ergänzungen des EEG vor:

- Aufnahme einer Verlängerungsbefugnis und -pflicht der BNetzA in § 36e, wenn eine Änderung/Neuerteilung gem. § 36f Absatz 2 EEG erfolgt ist. Häufig ist gerade die Befristung des Zuschlags angesichts der behördlichen Verfahrensdauern ein Problem für solche Änderungen.
- Damit hier nicht eingewandt werden kann, dass dann jede noch so kleine Änderung zur Verlängerung von Zuschlägen führen kann, könnte man aber auch eine gewisse Erheblichkeit der Änderungen dadurch einfordern, dass diese mindestens nach § 16 BImSchG beschieden worden sein müssen (also keine bloße Änderungsanzeige). Wortlaut:

*„(4) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn eine Änderung oder Neuerteilung gem. § 36f Absatz 2 S. 1 erfolgt ist. Dies gilt nicht, wenn und soweit ausschließlich eine Änderungsanzeige gem. § 15 BImSchG vorliegt.“*

Die Verlängerungsregelungen in § 36e Absatz 2 enthält außerdem unsinnige Begrenzungen (max. 18 Monate). Dies sollte wie folgt geändert werden:

Der § 36e Absatz 2 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

*„Die Verlängerung soll für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung einschließlich etwaiger Verlängerungen ausgesprochen werden.“*

## **22.2 Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz**

In der Novelle des EEG 2021 wurde erkannt, dass es über Rechtsbehelfe Dritter hinaus weitere Umstände geben kann, die eine Fristverlängerung erforderlich machen.

Hierzu gehört unter anderem die Insolvenz von Windenergieanlagen-Herstellern.

§ 36e Absatz 3 EEG 2021 lautet daher aktuell:

*„Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlagen das Insolvenzverfahren eröffnet worden ist. Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach Absatz 2 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf.“*

Wir halten aber auch hier die Beschränkung auf 18 Monate nicht für interessengerecht. Gerade vor dem Hintergrund, dass bei einer Herstellerinsolvenz zumeist eine Neugenehmigung erfolgt und daher häufig – auch aufgrund der fortgeschrittenen Zeit – z.B. neue artenschutzrechtliche Begutachtung erfolgen müssen, sind 18 Monate deutlich zu knapp. Wir regen daher an, die Beschränkung auf 18 Monate aufzuheben oder zumindest auf 24 Monate anzuheben.

---

<sup>5</sup> § 48 Absatz 1 Nummer 3a VwGo.

In bestimmten Konstellationen ist alternativ zur Fristverlängerung jedoch eine Rückgabe des Zuschlages unumgänglich, da sich im Einzelfall durch die Umgenehmigung des Projektes so hohe Kosten ergeben können, dass der „alte“ Zuschlag nicht mehr ausreichend ist.

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch § 36e EEG 2021 Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben, muss dem betroffenen Planer im Fall einer Insolvenz des Anlagenherstellers die Möglichkeit eingeräumt werden, den Zuschlag zurückzugeben. Andernfalls bliebe ihm nur die Möglichkeit, den Zuschlag durch Zeitablauf verfallen zu lassen und entsprechend die Pönale zu zahlen und dann in das Umgenehmigungsverfahren zu starten. Es ist nicht interessengerecht, ihm diese Nachteile aufzubürden, obwohl er unverschuldet in diese Situation gekommen ist.

Dem Bieter sollte daher alternativ zur Verlängerung der Umsetzungsfrist eine Entwertungsoption bei Herstellerinsolvenz zur Verfügung stehen:

**Option 1:** Fristverlängerung nach Erhalt des Zuschlags.

**Option 2:** Zuschlag wird auf Antrag entwertet, ohne dass die Sicherheitsleistung einbehalten wird. Anschließend kann das Projekt erneut an einer Ausschreibung teilnehmen.

## **22.3 § 85 EEG: Flexible Regelung erforderlich**

Lieferverzögerungen bedingt durch die Covid-19-Pandemie und den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine gefährden nach wie vor die Einhaltung der Realisierungsfristen.

Diese Verzögerungen haben die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen belastet.<sup>6</sup> Es bestand das Risiko, dass Zuschläge aufgrund der 30-Monats-Frist des § 36e Absatz 1 EEG 2017 verfallen.

Zunächst hatte hier die Bundesnetzagentur Fristverlängerungen beschlossen.<sup>7</sup> Anschließend und gerade noch rechtzeitig verlängerte der Gesetzgeber die Frist pauschal um 6 Monate.<sup>8</sup>

**Wir halten es nicht für zielführend, dass der Gesetzgeber jedes Mal eingreifen muss, wenn unvorhergesehene Ereignisse, die Verlängerung der Realisierungsfrist erforderlich machen.**

Es ist aktuell damit zu rechnen, dass eine – hoffentlich – zunehmende Nachfrage nach Windenergieanlagen für einen nicht unerheblichen Zeitraum dazu führen wird, dass Windenergieanlagen „knapp“ werden und sich damit auch die Lieferzeiten signifikant verlängern werden. Darüber hinaus sind einige Hersteller sehr stark von Zulieferkomponenten abhängig. Rohstoffmangel und mangelnde Transportkapazitäten können die Lieferzeiten zusätzlich verlängern. Wiederholt berichten Mitglieder, dass es weiterhin Probleme wegen der langen Lieferzeiten von Umspannwerken, Anlagen und Anlagenkomponenten etc. gibt, die perspektivisch nur dadurch kompensiert werden könnten, dass entsprechende Komponenten vor einem Zuschlag bestellt werden und die Finanzierung noch nicht zur Verfügung steht. Dies ist aber keine auf Dauer machbare Option. Daher müsste es die Möglichkeit geben, aufgrund von Projektverzögerungen, die marktbedingt sind (Lieferzeiten, Transportverzögerungen etc.), eine flexible und individuelle Verlängerung zu erreichen.

---

<sup>6</sup> Vgl. BWE (2019): Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land – [LINK](#).

<sup>7</sup> Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020

<sup>8</sup> Sog. Kleine EEG-Novelle (2020): Bundestags-Drucksache 19/19208 – [LINK](#).

Die vergangenen Ereignisse und der eben erläuterte Ausblick zeigen, dass es zwingend erforderlich ist, flexible Fristverlängerungsmöglichkeiten im Gesetz zu verankern. Damit wäre nicht bei jedem unvorhergesehenen Ereignis eine Gesetzesänderung erforderlich, um ein Scheitern der Windenergieprojekte zu verhindern, die zwingend benötigt werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

**Für die Zukunft ist daher eine ausdrückliche Ermächtigung der BNetzA im EEG umzusetzen. Es kann hier nur eine offene Regelung geben, welche ein flexibles Reagieren auf Krisen oder bestimmte Ereignisse zulässt.**

**Wir schlagen daher weiterhin eine gemeinsame Regelung zur Fristverlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen, Herstellerinsolvenzen und weiteren unvorhergesehenen Ereignissen vor.**

### **22.3.1 Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a**

Vorgeschlagen wird, grundsätzlich die Kompetenzen der BNetzA auf eine Festlegung der Fristverlängerung für Sonderfälle zu erweitern. Auch zukünftig kann es zu Ereignissen kommen, die eine Fristverlängerung erfordern, die zurzeit noch nicht absehbar sind. In diesen Fällen sollte nicht jedes Mal eine Gesetzesänderung erforderlich sein. Wenn es eine allgemeine Verlängerungsmöglichkeit gibt, sind die spezifischen Verlängerungsvorschriften nicht mehr erforderlich. Um alle Fristverlängerungsmöglichkeiten dafür übersichtlich in eine Regelung zusammenzufügen, schlagen wir folgenden neuen § 85 Absatz 2a vor:

*„Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag im Einzelfall die Fristen nach § 36e (Absatz 1), § 37d Absatz 2 Nummer 2, § 39d (Absatz 1), § 39f Absatz 2, § 54 Absatz 1 sowie § 55 Absatz 1 bis 5 verlängern. Die Verlängerung erfolgt für alle Fristen, die für eine Anlage oder eine Gruppe von Anlagen gelten, einheitlich. Die Verlängerung erfolgt insbesondere dann, wenn die Einhaltung der Fristen durch den Eintritt von Ereignissen oder Umständen höherer Gewalt erschwert wird. Auf Antrag verlängert die Bundesnetzagentur die Frist nach § 36e, insbesondere wenn nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung der Anlage eingelegt worden ist. Eine Verlängerung ist auch mehrfach zulässig, insbesondere bei Fortdauern der Ereignisse oder Umstände höherer Gewalt oder nach einer Verlängerung der Geltungsdauer der im bezuschlagten Gebot angegebenen Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Die Bundesnetzagentur kann in den Fällen des Satzes 3 und 4 auf Antrag des Bieters abweichend von § 36f Absatz 1 oder § 39e Absatz 1 den Zuschlag einer anderen bereits genehmigten Anlage zuordnen und die Sicherheit ergänzend übertragen.<sup>9</sup> Die Bundesnetzagentur verkürzt auf Antrag des Bieters von Amtswegen verlängerte Fristen wieder. Diese Befugnisse der Bundesnetzagentur gelten entsprechend für Ausschreibungen nach den Rechtsverordnungen nach § 88c oder § 88d.“<sup>10</sup>*

In der Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass eine bestimmte Gruppe von Anlagen auch eine Anlagengruppe sein kann, die an einzelnen oder mehreren Ausschreibungsrunden erfolgreich teilgenommen hat. Ebenso sollte in der Gesetzesbegründung aufgenommen werden, dass Ereignisse

---

<sup>9</sup> Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Insbesondere für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre eine Übertragungsmöglichkeit sinnvoll.

<sup>10</sup> Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen leiden.

oder höhere Gewalt im Sinne der Vorschrift, insbesondere die Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen oder eine Pandemie sind.

Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Daher wäre für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter eine Übertragungsmöglichkeit der Zuschläge sinnvoll, so wie sie im oben ausgeführten Vorschlag enthalten ist.

In dem Vorschlag ist auch die Befugnis der BNetzA enthalten, die Pönalefrist nach § 55 EEG entsprechend anzupassen.

### **22.3.2 Vergütungsbeginn anpassen**

Ferner ist für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes mit verlängerter Realisierungsfrist problematisch, dass die Vergütungsdauer von 20 Jahren nach Ablauf von 30 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter beginnt, unabhängig von einer möglichen Verlängerung der Realisierungsfrist (nach § 85 Absatz 2a EEG neu), siehe § 36i EEG. Es könnte daher dazu kommen, dass ein Projekt noch nicht realisiert ist, noch kein Strom eingespeist wird und die Vergütungsdauer trotzdem bereits beginnt und sich dadurch praktisch verkürzt. Eine Fristverlängerung darf daher keine Verkürzung des Förderzeitraums nach sich ziehen. Andernfalls würde eine Teilentwertung des Zuschlags stattfinden und der Bieter würde für die von ihm nicht zu verantwortende Fristverlängerung bestraft.

Da die Vorhabenträger aber mit der gesetzlichen Vergütungsdauer die Wirtschaftlichkeitsberechnungen vorgenommen und darauf ihr Projekt ausgerichtet haben, sind diese wirtschaftlichen Einbußen projektgefährdend.

**§ 36i EEG sollten daher gestrichen werden.**

## **23 § 46 EEG: Anpassung der Vergütung von Bürgerenergiegesellschaft und Pilotwindenergieanlagen**

§ 36b EEG bestimmt den Höchstwert, der in Ausschreibungen für Wind an Land maximal erzielt werden kann. In § 85a EEG wird die BNetzA ermächtigt, den Höchstwert unter bestimmten Voraussetzungen anzupassen, sowohl nach oben als auch nach unten. Der Deutsche Bundestag hat zum Ende des letzten Jahres die Möglichkeit der BNetzA zur Anpassung der Höchstwerte für Wind an Land erweitert und die Erhöhung um bis zu 25 Prozent ermöglicht.<sup>11</sup> Davon hat die BNetzA vor Jahresablauf Gebrauch gemacht und den Höchstwert für die kommenden 12 Monate von 5,88 Ct/kWh auf 7,35 Ct/kWh angehoben.

Die erfolgte Anpassung des Höchstwertes durch die BNetzA gilt jedoch nicht für Bürgerenergiegesellschaften oder Pilotwindenergieanlagen, da deren Vergütung nicht über die Ausschreibung ermittelt wird, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 2 und 3 EEG. Da es im EEG 2023 keine neuen Sonderregelungen zur Vergütung für Bürgerenergiegesellschaften oder Pilotwindenergieanlagen gibt, gilt der unverändert gebliebene § 46 Abs. 1 EEG. Demnach wird der anzulegende Wert nach § 36h Abs. 1 EEG bestimmt, wobei als Zuschlagswert der Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergie an Land im Vorvorjahr anzusetzen ist. Für

---

<sup>11</sup> Im Rahmen der Einführung des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse (StromPBG) – „Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“

dieses Jahr ergibt sich so ein Wert von 5,97 Ct/kWh (Durchschnitt der Höchstwerte des Vorvorjahres 2021).

Dieser Wert liegt weit unter dem Wert für Anlagen, welche 2023 in die Ausschreibung gehen. Somit entsteht für Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen ein Nachteil und es ist rentabler an der Ausschreibung teilzunehmen. Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen sollten aber gerade von der Ausschreibungspflicht ausgenommen werden und sind von den Kostensteigerungen ebenso betroffen, welche die BNetzA zum Anlass genommen hat, den Höchstwert 2023 auf 7,35 Ct/kWh zu erhöhen.

Insgesamt werden die Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen nach der aktuellen Regelung erst mit großer Verzögerung von der Anpassung des Höchstwerts in den Ausschreibungen durch die BNetzA profitieren können. Aktuell bliebe ihnen dafür lediglich die Teilnahme an den Ausschreibungen. Dies widerspricht jedoch dem ursprünglichen Gesetzeszweck. Deshalb regt der BWE eine zeitnahe Anpassung der Vergütung des Vorvorjahres in gleicher Höhe wie die Anpassung des Höchstwertes 2023 um 25 Prozent für Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen an. Die Anpassungen durch die BNetzA für den Ausschreibungshöchstwert sollten automatisch auch für Strom aus Windenergieanlagen an Land gelten, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, § 46 Abs. 1 EEG. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen des Jahres 2023:

Durchschnitt höchster noch beaufschlagter Gebotswert 2021 = 5,97 Ct/kWh

Prozentuale Erhöhung = 0,25

Neuer Höchstwert = 5,97 Ct/kWh x 1,25 = 7,46 Ct/kWh

Der neue Höchstwert des Vorvorjahres sollte somit bei **7,46 Ct/kWh** liegen.

Der BWE schlägt folgende Ergänzung des § 46 Abs. 1 EEG vor:

*Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1; dabei ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen. § 36h Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden. **Eine Erhöhung des Höchstwertes durch Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85a Absatz 1 S. 1 findet entsprechende Anwendung auf Strom nach Satz 1.***

**Zusätzlich muss durch eine Übergangsvorschrift sichergestellt werden, dass diese Erhöhung bereits für die im Dezember 2022 erfolgte Anpassung durch die BNetzA greift.**

## 24 § 51 EEG: Negative Preise

Der starke Anstieg der Strompreise auf dem Spotmarkt im Laufe des Jahres 2022, sowie das weiterhin hohe Niveau mag eine erneute Auseinandersetzung mit negativen Strompreisen kontraintuitiv erscheinen lassen. Hier gibt der BWE zu bemerken, dass es sich bei den aktuell hohen Strompreisen um externe Faktoren (Gaspreis, Gasspeicherfüllstand, politische Risiken, usw.) handelt. Der Merit-Order-Mechanismus sorgt dafür, dass das unsichere Gasangebot an der Strombörse zeitweise preissetzend wirkt. Mittelfristig ist ein Absinken der Marktwerte auf ein Vorkrisenniveau zu erwarten, auch bedingt durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Dass trotz der hohen Strompreise negative

Strompreise aufgetreten sind, zeigt, dass die Herausforderung weiterhin besteht und mit ansteigender Einspeisung erneuerbarer Energieträger im Netz zunehmen wird, wenn über die Schaffung von Flexibilitäten im Stromsystem keine Abhilfe geschaffen wird.

Nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 verringert sich der anzulegende Wert auf null für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis – wie in § 3 Nummer 42a definiert – in mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Die in der Vergangenheit als „6-Stunden-Regel“ bekannte Regelung wurde Ende 2020 im Zuge der Novellierung des EEG 2017 zu einer „4-Stunden-Regel“.

## **24.1 Bewertung der Regelung**

**Die 4-Stunden-Regelung sanktioniert mit den Anlagenbetreibern die Akteure, die für die strukturellen Herausforderungen, die den negativen Strompreisen zugrunde liegen, nicht verantwortlich sind.**

Die bisherige 4-Stunden-Regel hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt und gefährdet die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Darüber hinaus würde die Risikobetrachtung im Rahmen der Finanzierung von dringend benötigten Projekten stark negativ beeinträchtigt. Dies betrifft insbesondere mittelständische Unternehmen. Der in § 51a EEG 2021 vorgesehene Nachholmechanismus schafft hier nur bedingt Abhilfe. Zusätzlich birgt die gleichzeitige Abschaltung von Leistungen im Gigawatt-Bereich auch netztechnische Probleme, wie es unter anderem die Strommarktdesignstudie der Fraunhofer-Institute im Auftrag des BEE belegt haben.

Die Direktvermarktung hat diese Herausforderung nicht lösen können, da das Auftreten von negativen Strompreisen bei gegenwärtigem Marktdesign durch zu viele strukturelle Faktoren beeinflusst wird, die sich der Kenntnis oder dem Einflussbereich der relevanten Akteure entziehen. Prognosen zum Eintreffen negativer Preise sind zwar verlässlich, die Dauer von Phasen mit negativen Strompreisen allerdings nur schwer abschätzbar. Dies erschwert es den Marktteilnehmern, eine angebrachte Reaktion zu finden.

In den vergangenen Jahren haben die Zeiten, in denen der Preis für Strom am Strommarkt unter 0 Cent/kWh liegt, stetig zugenommen und damit die Zeiten, in denen Anlagenbetreiber keine Vergütung erhalten. Dieser Trend wird mit Blick auf den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmen, da eine hohe Einspeisung von erneuerbaren Energien ohne gleichzeitige Maßnahmen zur Flexibilisierung zwangsläufig zu erhöhter Volatilität der Börsenstrompreise führen muss.

**Das genaue Ausmaß der Folgen für die Betreiber von erneuerbaren Energien sowie die restlichen Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Die im § 51 Absatz 1 EEG 2021 enthaltene Regelung, wonach die Förderung durch Zahlung der Marktprämie im EEG 2021 bereits nach vier Stunden eingestellt wird, ist höchst problematisch. Sie hemmt den Ausbau der Windenergie und unterbindet, dass ein verfügbares Maximum an CO<sub>2</sub>-freiem Strom in das System eingespeist werden kann.**

Die Nutzung erneuerbarer Energien bleibt damit unnötigerweise hinter ihrem eigentlichen Potential zurück und das Erreichen gesamtgesellschaftlich getragener Klimaziele wird verhindert.

**Der BWE fordert daher die vollständige Streichung des § 51 im EEG, um die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs sowie die Finanzierung von Projekten nicht zu gefährden und dringend benötigten Grünstrom nicht für andere Herausforderungen im Strommarktdesign in die Haftung zu nehmen.**



Gleichzeitig erkennt der BWE an, dass eine mögliche Streichung des § 51 auch durch die neuen europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen („KUEBLL“) behindert wird.

Kurzfristig könnte durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und der Markt somit entlastet werden. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Grünstrom aus temporär ungeforderten Anlagen in betreffenden Zeiträumen nicht abgaben- und umlagefrei standortnah zwischengespeichert oder in andere Energieträger umgewandelt werden kann, um das Potential der installierten Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien vollständig nutzen zu können.

## **24.2 Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt**

Da Bestandsanlagen in § 100 Abs. 2 Nummer 13 von der neuen Regelung nicht betroffen sind, führt dies zu weiteren Problemen. Bisherige Windparkkonstellationen bzw. die einzelnen Windenergieanlagen eines Windparks werden oft zusammen über eine technische Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Direktvermarkter geregelt. So ist es auch in den neuen § 9 und 10b vorgesehen.

Neuanlagen haben nach der vorgeschlagenen Regelung des § 51 keinen Anspruch auf Marktprämie nach bereits vier Stunden negativer Preise und würden, so das Ziel, abgeschaltet. Der in § 51a EEG 2021 vorgesehene Nachholmechanismus hilft hier nur bedingt. Die Bestandsanlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt sind erst nach sechs Stunden betroffen und dürften bei vollem Anspruch auf die Marktprämie einspeisen. Da eine getrennte Regelung und Abrechnung oft nur sehr schwer umsetzbar sind, könnten die Neuanlagen zwar weiterhin einspeisen, dann aber ohne Marktprämienanspruch. Dies ist nicht unwahrscheinlich, da eine Abschaltung von Anlagen bei nur sehr geringen negativen Preisen mit Kosten und Risiken verbunden ist, die in die Bewertung, ob eine Abschaltung sinnvoll ist, einbezogen werden. Allerdings müssten dann diese Mengen in einem anderen Bilanzkreis bilanziert werden, da ansonsten der Marktprämien-Bilanzkreis, in welchen die Bestandsanlagen weiter einspeisen, verschmutzt wird und den Marktprämienanspruch verliere (vgl. Ausführungen zu § 24 Absatz 3 oben). In der gegenwärtigen Praxis werden die hinter einem Netzverknüpfungspunkt gemeinsam gemessenen Strommengen in solchen Konstellationen in Tranchen aufgeteilt, und die einzelnen Tranchen separaten Bilanzkreisen zugeordnet. Eine rechtliche Klarstellung ist erforderlich.

Die gesetzliche Anforderung, dass ein sortenreiner Marktprämien-Bilanzkreis verwendet wird, hat aus Sicht des BWE keinen ersichtlichen Nutzen und könnte daher ersatzlos gestrichen werden. Dann erledigen sich viele der hier genannten Herausforderungen.

Insgesamt würden hohe Kosten für neue technische Einrichtungen für Bestandsanlagen notwendig werden, die oft nur noch wenige Jahre oder gar Monate betreiben werden. Bei Direktvermarktern, Anlagenbetreibern und Netzbetreibern ist der administrative Aufwand kaum zu überblicken.

Auch dies zeigt, dass die im Entwurf vorgeschlagenen Änderungen des § 51 zu weit gehen und die Folgen nicht in Gänze absehbar sind. Daher raten wir dringend von dieser Neuregelung ab.

**Zumindest aber sollte eine Aufteilung der Mengen nach § 24 Absatz 3 EEG 2017 bei Bestands- und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt auch im Rahmen des § 51 ermöglicht werden.**

## 24.3 Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten

Der BWE fordert zusätzlich die Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten auf Grundlage der Projekte und Erfahrungen aus dem SINTEG-Programm. Sie sind Grundlage für die Sektorenkopplung und das entscheidende Instrument für die Bewirtschaftung bei negativen Preisen.

Preisschwankungen setzen grundsätzlich Anreize für flexibles Verhalten. Falsch ist es aus klimapolitischer Sicht aber, diese Preisschwankungen durch eine geringere Erzeugung erneuerbarer Energien anzugleichen. Vielmehr muss der Markt fit gemacht werden für die geänderte Erzeugungsstruktur.

Anzusetzen ist stattdessen an der eigentlichen Ursache des ineffektiven Preissignals. Das Anwachsen der Stunden mit negativen Preisen über die letzten Jahre zeigt deutlich, dass der Markt derzeit nicht in der Lage ist, auf starke Erzeugungsschwankungen – wie sie bei einer maßgeblich witterungsabhängig geprägten Erzeugungsstruktur inhärent sind – angemessen zu reagieren.

**Der BWE fordert daher, erst nach Einführung von Flexibilitätsmärkten oder einer Flexibilisierung der SIP die Absenkung der Förderung bei negativen Preisen umzusetzen.**

Konkret schlagen wir vor, folgenden Absatz 4 in § 51 EEG anzufügen:

*„(1) Wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Sportmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.*

*[...]*

***(5) Strom, für den im Sinne von Absatz (1) die Marktprämie null beträgt, ist von der EEG-Umlage, der KWK-Umlage, der Umlage nach §19 StromNev, der Offshore-Haftungsumlage, der Umlage für abschaltbare Lasten sowie der Strom- und Umsatzsteuer befreit und kann in Anlagen, die sich in räumlicher Nähe befinden, verwendet und umgewandelt werden.“***

## 25 § 52 EEG: Zertifikate technischer Einrichtungen bei Direktvermarkterwechsel

Der BWE fordert außerdem, dass für die Erbringung des Nachweises für technische Einrichtungen zur Steuerung durch den Direktvermarkter gegenüber dem Netzbetreiber eine Zeit von sechs Wochen zur Erbringung dieses Nachweises festgeschrieben wird. Hierzu würde aus Sicht des BWE eine Festlegung der BNetzA ausreichen. Hintergrund ist die Vertragslaufzeit für den Direktvermarkter, die sehr häufig jahresscharf zum 31.12./1.1. endet und neu beginnt, sofern die Vertragspartner wechseln. Rein technisch können die erforderlichen Tests für die technische Einrichtung nicht alle am 1.1. um 0:00 Uhr vorgenommen werden. Die notwendigen Testate liegen in der Regel spätestens nach sechs Wochen vor. Eine Klarstellung der BNetzA ist dafür ausreichend.

## 26 §§ 97, 98 EEG: Kooperationsausschuss und jährliches Monitoring zur Zielerreichung

Der Bund-Länder-Kooperationsausschuss zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurde mit dem EEG 2021 geschaffen, um Hemmnisse wie fehlende Flächen, Dauer der Genehmigungsverfahren

oder Fragen des Natur- und Artenschutzrechts von Bund und Ländern gemeinsam aufzulösen. Der Koalitionsvertrag sieht vor, dass das Mandat des Bund-Länder-Kooperationsausschusses gestärkt wird.<sup>12</sup> Unter anderem muss hier die Erreichung des 2-Prozent-Flächenziels diskutiert werden.

Aus Sicht des BWE sollten die Aufgaben des Bund-Länder-Kooperationsausschusses dahingehend erweitert werden, dass nicht nur Ausbauziele überwacht werden, sondern auch die Flächenbereitstellung von mindestens zwei Prozent sicher bebaubarer Fläche für Windenergie sowie die Verkürzung der Genehmigungsverfahren durch die Bundesländer. Der Kooperationsausschuss sollte zudem auf eine einheitliche Erhebung der Länderdaten hinwirken sowie einheitliche Standards der Bundesländer für die Angabe von Genehmigungszeiträumen. Hier sollte das BMWK von seiner bereits bestehenden Kompetenz nach § 98 Abs. 1 Satz 7 EEG 2021 Gebrauch machen. Diese einheitliche Erhebung ist nicht automatisch durch die Beschaffung der Daten über externe Dienstleister gesichert, sofern der Bund-Länder-Kooperationsausschuss von dieser neuen Möglichkeit Gebrauch macht.

Der BWE regt verschiedene Veränderungen in der inhaltlichen Arbeit und den Berichtspflichten des Bund-Länder-Kooperationsausschusses an:

- **Thematisierung von Hinderungsgründen wie 10 H oder vergleichbaren Regelungen**
- **Identifikation von neu aufkommenden oder sich verstärkenden Planungs- und Genehmigungsbarrieren, u. a. in den Bereichen Denkmalschutz, seismologische Messstationen usw.**
- **Erhöhte Transparenz bzgl. der diskutierten Inhalte und Veröffentlichung des jährlich bis zum 31. Oktober der Bundesregierung vorzulegenden Berichts des Kooperationsausschusses.**

Grundsätzlich begrüßt der BWE eine frühere Erstellung der Länderberichte zum 31. Mai. Diese sollten in der Folge zeitnah veröffentlicht werden. Mit der Veröffentlichung sollte nicht bis zum Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses an die Bundesregierung im Oktober eines Jahres gewartet werden. Die Bundesregierung sollte ihren Bericht ebenfalls früher vorlegen. Das würde mehr Zeit verschaffen, um erforderliche Maßnahmen zu planen und die entsprechenden Schritte auf den Weg zu bringen. Für die Windenergiebranche würde so schneller Planungssicherheit entstehen.

Wie im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung für das EEG 2021 ursprünglich vorgeschlagen, sollten die in § 98 Abs. 1 EEG festgelegten Ziele des Monitorings erweitert werden. Darüber hinaus sollten die Berichtspflichten der Länder hinsichtlich Repowering hinzukommen. Die Bundesländer sollten zur Erfassung der geeigneten landeseigenen und kommunalen Flächen verpflichtet werden. Hinzu kommen Flächen, die bereits für erneuerbare Energien durch das Land und seine Kommunen verfügbar gemacht sind. Der Umfang von festgesetzten und geplanten Flächen explizit für Repowering-Vorhaben sollte in einer neuen Nr. 6 des § 98 Abs. 1 EEG im jährlichen Monitoring des Bund-Länder-Kooperationsausschusses geregelt werden. Außerdem sollten die Länder über Hinderungsgründe berichten, die eine Zielerreichung nach § 1 Abs. 2 gefährden können. Auf diese Weise können Probleme bei der Umsetzung frühzeitig erkannt werden und Maßnahmen ergriffen werden, die eine Blockade verhindern.

---

<sup>12</sup> S. 57

Konkret: § 98 EEG wird wie folgt ergänzt (**neuer Text**):

*(1) Die Länder berichten dem Sekretariat des Kooperationsausschusses jährlich spätestens bis zum 31. Mai über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere über*

*1. (...)*

*2. Planungen für neue Festsetzungen für die Windenergienutzung an Land in der Regional- und Bauleitplanung **zur Erreichung von mindestens 2 % ausgewiesener Landesfläche** und*

*3. (...)*

***4. die Eignung von landeseigenen und kommunalen Flächen für die Nutzung von Windenergieanlagen an Land und***

***5. den Umfang, in dem das Land und deren Kommunen eigene Flächen für den Ausbau von erneuerbaren Energien, jeweils für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, zur Verfügung stellen und***

***6. Planungen für Darstellungen und Festsetzungen für Repowering Wind an Land (Repowering-Potentialanalyse) in der Regional- und Bauleitplanung zum Weitererhalt der bereits durch Windenergieanlagen genutzten Fläche.***

***7. Hinderungsgründe für den Ausbau der Windenergie an Land, die eine Zielerreichung nach § 1 Absatz 2 gefährden können. Die Länder unterteilen in energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche und sonstige Gründe.***

Die Bundesregierung sollte außerdem analog zu den Länderberichten immer über Hemmnisse für den Ausbau der Windenergie an Land berichten. Damit können langfristig Problemfelder identifiziert werden und Maßnahmen ergriffen werden, bevor es zu einer Blockade kommt. § 98 Abs. 3 Satz 2 sollte also lauten:

***(3) [...] Die Bundesregierung stellt in ihrem Bericht Hinderungsgründe für den Ausbau der Windenergie an Land dar, die eine Zielerreichung nach § 1 Absatz 2 gefährden können. Dabei unterteilt sie in energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche und sonstige Gründe, und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor.***

## **27 § 99a EEG: Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land**

Mit der Änderung des § 99a werden die Berichtspflichten zu Hemmnissen im Bereich Funknavigation deutlich erweitert. Neben den bereits bestehenden Berichtspflichten zu Funknavigationsanlagen, also Drehfunkfeuern, werden Wetterradare und seismologische Messstationen neu aufgenommen. Die Bundesregierung erstellt einen Zeitplan und Stand möglicher Maßnahmen zur besseren Vereinbarkeit und berichtet über weitere Beschleunigungsmöglichkeiten. Militärische Belange finden dabei leider keine Berücksichtigung.

Es zeigt sich verstärkt, dass Konflikte mit militärischen Belangen nicht zügig und im Sinne der Energiewende gelöst werden können. Daher ist es aus Sicht des Verbandes besonders wichtig, Konflikte mit militärischen Belangen zu erfassen. Die Bundesregierung sollte mit dem Bericht sicherstellen, dass Hemmnisse nicht nur benannt werden, sondern dass die entwickelten Zeitpläne zur besseren

Vereinbarkeit eingehalten werden. Hier sind vor allem nachgeordnete Bundesbehörden durch die zuständigen Ministerien stärker in die Pflicht zu nehmen.

## 28 § 100 Abs. 17 EEG: Rückgabe von Zuschlägen

Aus Sicht des BWE bedarf es der Möglichkeit der Rückgabe des Zuschlags, wenn ein Projekt mit den durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und der durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hervorgerufenen Materialpreissteigerungen nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. In diesen Fällen sollte es für die Projektierungsunternehmen möglich sein, den Zuschlag ohne Zahlung einer Pönale zurückzugeben und erneut in die Ausschreibung zu gehen. Hier können auf den aktuellen Höchstwert Gebote eingereicht werden. Ein Zuschlag ist damit im wettbewerblichen Verfahren der Ausschreibungen zu erlangen. Wichtig ist dabei, dass die bezuschlagten Projekte, die ihren Zuschlag so zurückgeben, im Marktstammdatenregister wie neu genehmigte Projekte geführt werden. Andernfalls könnte die BNetzA aufgrund anderer Datenlage zum Einsatz der endogenen Mengensteuerung verleitet werden und die Ausschreibungsmenge verknappt. Projektierungsunternehmen würden von der Rückgabe des Zuschlags nicht leichtfertig Gebrauch machen. Schließlich sind auf dem bestehenden Zuschlag bereits vertragliche Verpflichtungen eingegangen worden, die bedient werden müssen. Exemplarisch sei hier auf die Kaufverträge für Windenergieanlagen und die Finanzierungsvereinbarungen hingewiesen. **Der BWE rechnet damit, dass zahlreiche Projekte aufgrund fehlender Betriebswirtschaftlichkeit nicht umgesetzt werden können.** Dies wirft die Ausbauziele der Ampel temporär zurück. Projekte, deren Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben ist, werden deshalb zweieinhalb Jahre auf Verfall des Zuschlags warten, bevor eine erneute Teilnahme an den Ausschreibungen in Erwägung gezogen werden kann. Dies kann nur durch die Option der Rückgabe der Zuschläge verhindert werden.

Zur Realisierung der Rückgabeoption sollte dem § 100 EEG folgender Absatz 17 angefügt werden:

*(17) Bieter dürfen Zuschläge für Windenergieanlagen an Land der Gebotstermine in den Jahren 2021 und 2022 gegenüber der Bundesnetzagentur zurückgeben, sofern die Windenergieanlagen bis zum [Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] nicht in Betrieb genommen wurde[n]. Die Rückgabe erfolgt durch eine unbedingte, unbefristete und der Textform genügende Erklärung des Bieters, die sich dem entsprechenden Zuschlag eindeutig zuordnen lässt. Für die von der Rückgabe umfassten, nicht in Betrieb genommenen Windenergieanlagen können erneut Gebote abgegeben werden, wenn zwischen der Rückgabe und dem Gebotstermin mindestens vier Wochen liegen.*

Nach Auffassung des BWE ist hierbei folgendes zu beachten: **Anders als bei Zuschlägen ab 2023 würde keine Zuschreibung der entwerteten Zuschlagsmengen erfolgen. Das Volumen der zurückgegebenen Zuschläge wäre damit endgültig für den Ausbau verloren!**

Das ergibt sich aus Folgendem:

1. Zurückgegebene Zuschläge werden gemäß der schon jetzt im Gesetz enthaltenen Systematik „entwertet“.<sup>13</sup> **Das gilt dann auch für die nach der Neuregelung zurückgegebenen Zuschläge aus 2021 und 2022.**
2. Entwertete Zuschläge für Windenergievorhaben werden dem Ausschreibungsvolumen später

---

<sup>13</sup> Vgl. § 35a Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023

wieder zugeschrieben.<sup>14</sup>

**Eine Erhöhung späterer Gebotsmengen um entwertete Zuschläge aus der Zeit vor dem 1. Januar 2023 erfolgt also nicht! Das ist aber dringend erforderlich, um die Ausschreibungsrunden nicht zu überfrachten und Neuprojekte mit den zurückgegebenen Zuschlägen zu blockieren.**

Aus Sicht des BWE wäre es wünschenswert, wenn die Volumina aus 2021 und 2022 nicht verloren gingen; er schlägt dem Gesetzgeber folgende Ergänzung vor (Ergänzung des Vorschlags in dem anliegenden Gesetzesentwurf für einen neuen § 100 Abs. 17, **Neues im Fettdruck**):

*„[...] wenn zwischen der Rückgabe und dem Gebotstermin mindestens vier Wochen liegen. **Für die zurückgegebenen und gemäß § 35a Absatz 1 Nummer 2 entwerteten Zuschläge gilt § 28 Absatz 5 Satz 1 und Satz 3 mit der Maßgabe, dass an die Stelle des in § 28 Absatz 5 Satz 1 genannten Datums 31. Dezember 2022 das Datum 31. Dezember 2020 tritt.**“*

Mit dem obigen Vorschlag wäre sichergestellt, dass die Ausschreibungsvolumen für die dann höheren Ausschreibungsvolumen aus Neuprojekten und zurückgegebenen Zuschlägen ausreichend groß sind. Die Ausschreibungsrunden würden automatisch um die Menge der zurückgegebenen Zuschläge erhöht.

## 29 Flexibilisierung von Direktbelieferung und Nutzen statt Abschalten

Eine grundlegende Reform der aktuellen Systematik von Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor ist überfällig, um den Rahmen für strombasierte Anwendungen zu verbessern und die Sektorenkopplung voranzubringen.

Denn die hohen und starren regulatorischen Strompreisbestandteile wirken heute als Blockade bei der Umsetzung von Sektorenkopplungsprojekten, dezentralen Stromversorgungskonzepten und bei der Flexibilisierung des Energiesystems. Preissignale am Strommarkt können in der Regel nicht genutzt werden und verpuffen. In diesem Zusammenhang gilt es zu prüfen, inwiefern auch eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren.

Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2021 hat der Bundesrat zu diesen Themen ausführlich Stellung bezogen und abschließend formulierte Gesetzesvorschläge zur sofortigen Umsetzung unterbreitet<sup>15</sup>. Die Stellungnahme war insbesondere geprägt von sinnvollen und zielgerichteten Vorschlägen zur Verbesserung von Eigenversorgung, Sektorenkopplung (insbesondere zur Nutzung von ansonsten abgeregelter erneuerbarer Energie u. a. zur Wärmeversorgung) und Direktversorgung. Diese umsetzungsfertigen Vorschläge demonstrieren den Willen wesentlicher Bundesländer zur Reform des EEG im Hinblick auf eine Liberalisierung der Marktgegebenheiten. Der

---

<sup>14</sup> Dies gilt erst seit Kurzem; lange hatte sich das BMWK dagegen gewehrt. Das erfolgt gemäß § 28 Abs. 5 EEG: „Das nach Absatz 4 ermittelte Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins erhöht sich um die Gebotsmenge der Zuschläge, die nach dem 31. Dezember 2022 erteilt und vor der Bekanntgabe des jeweiligen Gebotstermins nach § 35a entwertet wurden. Satz 1 ist entsprechend anzuwenden für entwertete Gebotsmengen von Windenergieanlagen an Land, die in den Ausschreibungen nach § 39n oder § 39o bezuschlagt worden sind. Nach Satz 1 oder 2 zu berücksichtigende Erhöhungen werden dem auf eine Entwertung folgenden noch nicht bekanntgegebenen Gebotstermin nach Absatz 1 zugerechnet.“

<sup>15</sup> Vgl. Bundesrat (2020): Drucksache 569/20 (Beschluss) Stellungnahme des BR. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften – [LINK](#).

BWE fordert die Berücksichtigung dieser Vorschläge im Rahmen der laufenden Anpassung des EEG durch die Bundesregierung.

Bisher sind die Ansätze des Bundesrates aus der Stellungnahme zum EEG 2021 im Hinblick auf die Flexibilisierung von Direktbelieferung etc. sowie weitere entsprechende Ansätze nicht umgesetzt.

Der BWE regt daher dringend die Aufnahme folgender Vorschläge aus der Bundesratssternungnahme an:

## **29.1 Ergänzung von § 2 EEG – Akteursvielfalt**

Durch das sogenannte Osterpaket wurde § 2 EEG gänzlich angepasst. Der BWE schlägt weiterhin vor, den § 2 in seiner jetzigen Form zu ergänzen und insbesondere die Akteursvielfalt einzubeziehen. Es sollte vor allem folgende Formulierung aufgenommen werden:

*„(5) Es soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben. An kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen deshalb nur rechtlich und technisch unabweisbare Anforderungen gestellt werden.“<sup>16</sup>*

Begründung des Bundesrates zur Formulierung:

Viele Bürger haben mit ihren EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden in den ersten Jahrzehnten die schwierigen ersten Jahre der Energiewende getragen. Sie haben den Beweis möglich gemacht, dass sie nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch technisch möglich und wirtschaftlich vernünftig ist. Insbesondere kleine EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden und Bauwerken im Bestand und im Neubau, dienen der Akteursvielfalt im besonderen Maße. Daneben vereinen Anlagen in, an und auf Gebäuden inzwischen die meisten Vorteile der Erneuerbaren auf sich. Sie sind verbrauchsnahe, flächeneffizient, kostengünstig und können netzausbaubremsend wirken. Deswegen liegt es im Interesse des Klimaschutzes, der Energiewende und des Ausbaus der Erneuerbaren Energien für dieses Segment solche Rahmenbedingungen in den Grundsätzen, aber auch in allen folgenden Regelungsbereichen dieses Gesetzes zu verankern, dass die Potenziale des Bestandes und des Neubaus für den Klimaschutz optimal genutzt werden können, auch nach Ablauf der 20 Jahre Nutzungsdauer der Förderperiode.

## **29.2 Verbesserung der Direktbelieferung**

Besonders wichtig ist aus Sicht des BWE die Verbesserung der Direktbelieferung. Die Bundesratssternungnahme schlägt dazu in Anlehnung an ein Modell des BWE ein neu geschaffenes Marktentwicklungsmodell in § 79b vor. Folgende Änderungen gehören hierzu:

### **29.2.1 Anpassung des § 21a EEG**

§ 21a wird wie folgt geändert:

- a) Der bisherige Text wird Absatz 1.
- b) Folgender Absatz wird angefügt:

---

<sup>16</sup> Vgl. Bundesrat (2020): Drucksache 569/20 (Beschluss) Stellungnahme des BR. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften – [LINK](#), S. 6 Ziffer 3

„(2) Die Vermarktung von Strom nach § 79b [Anmerkung: § 79b neu – Marktentwicklungsmodell] ist eine Form der sonstigen Direktvermarktung.“<sup>17</sup>

#### Begründung des Bundesrates:

§ 21a regelt unverändert, dass die Vermarktung des Stromes in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen ist. Zu Absatz 1: Die Änderung ist rein redaktionell bedingt. Aus dem bisher nur aus einem Satz bestehenden § 21a wird ohne weitere Änderung der neue Absatz 1 des § 21a. Zu Absatz 2: Der neu angefügte Absatz 2 dient ausschließlich der Klarstellung, dass auch das in §79b – neu – geschaffene Marktentwicklungsmodell eine Form der sonstigen Direktvermarktung darstellt.

### **29.2.2 Anpassung § 79 EEG**

§ 79 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 1 werden nach dem Wort „wird“ die Wörter

„und der nicht nach § 21a Absatz 2 vermarktet wird“ eingefügt.

b) In Absatz 3 Satz 4 wird nach der Angabe „§ 21a“ die Angabe „Absatz 1“ eingefügt.<sup>18</sup>

#### Begründung des Bundesrats:

Die Änderung des § 79 Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass neben der Vermarktung über das Marktentwicklungsmodell nach § 79b EEG – neu – eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht möglich ist. Hierdurch soll – vergleichbar mit § 80 Absatz 2 ausgeschlossen werden, dass die positive Umwelteigenschaft („grüne“ Eigenschaft) des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes doppelt vermarktet wird. Wäre dies möglich, könnten für die gleiche Strommenge, die nach § 21a Absatz 2 – neu – unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft vermarktet wird, Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Die Änderung in § 79 Absatz 2 entspricht der Regierungsvorlage. Die Anpassung in § 79 Absatz 3 ist rein redaktionell und durch die Einfügung des Absatz 2 in § 21a – neu – begründet.

### **29.2.3 Marktentwicklungsmodell**

Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme die Einführung eines neuen § 79b EEG (Marktentwicklungsmodell) vorgeschlagen. Dieser Vorschlag basierte seinerzeit auf der durch das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) entwickelten Studie [„Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“](#). Aufgrund des Anrechnungsmechanismus mit der EEG-Umlage im Modell passt dieses aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlage bzw. Finanzierung über den Bundeshaushalt ab 1.1.2023 natürlich nicht mehr vollends.

Trotzdem halten wir die Überlegungen zur Frage, wie eine direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich sinnvoll gestaltet werden, für weiterhin zwingend zu beantworten.

In den wenigsten Fällen liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe. Eine physikalische direkte Lieferung von EE-Strom ist daher meist nicht möglich,

---

<sup>17</sup> Vgl. Bundesrat (2020): Drucksache 569/20 (Beschluss) Stellungnahme des BR. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften – [LINK](#), S. 21 Ziffer 15.

<sup>18</sup> aaO, S. 60 Ziffer 59.



sodass vertragliche Lieferbeziehungen im Regelfall nur über Versorgungsnetze im Sinne des § 3 Nummer 16 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) laufen können. Mit der Einspeisung in das Versorgungsnetz verliert der EE-Strom seine „grüne“ Eigenschaft. Dies hat zur Folge, dass nach derzeitiger Rechtslage dem Verbraucher nur „grauer Strom“ geliefert wird, selbst wenn der Vertragspartner nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Herkunftsnachweise nach §§ 78 ff. EEG 2017 und § 42 EnWG ermöglichen keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft abseits von Marketingzwecken.

Das vorgeschlagene neue Modell ermöglicht es dem Anlagenbetreiber oder dessen Direktvermarkter, Strom aus erneuerbaren Energien unter Erhaltung dessen „grüner“ Eigenschaft bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung direkt zu vermarkten. Dem belieferten Unternehmen wird es als Letztverbraucher möglich, die grüne Eigenschaft des Stroms auf dem Verwertungspfad zu nutzen, um zum Beispiel grüne Produkte herzustellen oder damit seine CO<sub>2</sub>-Bilanz zu verbessern. Letztlich dient dies auch der Sektorenkopplung. Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können, damit dieser für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks im Weiterbetrieb abzuschließen. Hierfür bietet das „Marktentwicklungsmodell“ den geeigneten Rahmen. Der vom IKEM entwickelte Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG-Anlagen im Marktprämiensystem den Weg in den Markt und die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Auch für Anlagen, die keine Vergütung mehr bekommen – aber nach wie vor unter das Regime des EEG fallen –, bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen. Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mithilfe des sogenannten Marktentwicklungsmodells könnte beispielsweise Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen in industriellen Prozessen als grünes Produkt weiter verwertet werden, was die Wertigkeit und somit die Erlöschancen des eingesetzten Windstroms erhöhen würde.

### **29.3 „Nutzen statt Abregeln“: Ergänzung des § 13a EnWG**

Als schnell und ohne zusätzliche Kosten umsetzbare Maßnahme zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung soll Betreibern und Betreiberinnen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie „Nutzen statt Abschalten“ erlaubt werden. In Zeiten von Netzengpässen und negativen Strompreisen, insbesondere wenn Windenergieanlagen abgeregelt werden, soll der nicht eingespeiste Strom ohne wirtschaftliche Nachteile lokal eingesetzt werden können. Um zum Beispiel Standortkommunen von Windenergieanlagen akzeptanzfördernde, CO<sub>2</sub>-freie Wärmelösungen anbieten und gleichzeitig Windspitzen bzw. sonst abgeregelt Strom tatsächlich nutzen zu können, bedarf es nachfolgender Anpassungen. Die Anwohner\*innen profitieren und das Energiesystem wird effizienter bei gleichbleibenden EEG-Kosten.

Um die Forderung nach „Nutzen statt Abregeln“ gesetzlich umzusetzen, bedarf es folgender Anpassung:

Dem § 13a EnWG wird folgender Absatz angefügt:

*„(6) Betreiber von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach Absatz 1 vom Netzbetreiber geregelt werden sollen, dürfen anstelle der Reduzierung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung die Einspeiseleistung in das Netz der allgemeinen*

*Versorgung durch den Verbrauch des erzeugten Stroms in einer zusätzlichen durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten betriebenen Last reduzieren (Nutzen statt Abregeln), wenn*

- 1. die zusätzlich eingesetzte Last der Erzeugung von Wärme für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder von Prozesswärme dient,*
- 2. die zusätzlich eingesetzte Last ausschließlich in der Zeit der Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder in Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, eingesetzt wird, und*
- 3. die zusätzlich eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt.*

*Im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 sind 50 Prozent der Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme, die während der Maßnahmen nach Absatz 1 erzeugt werden, abzüglich hiermit zusammenhängender Kosten, anzurechnen. Darüber hinaus sind unter den Voraussetzungen des Satzes 1 erzielte Erlöse bei der Berechnung eines angemessenen finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 nicht zu berücksichtigen.“*

Außerdem muss § 21b Absatz 4 Nummer 2 EEG wie folgt geändert werden:

der bisherige Buchstabe a) wird aufgehoben

die bisherigen Buchstabe b) und c) werden Buchstaben a) und b).



Bundesverband WindEnergie

### **Impressum**

Bundesverband WindEnergie e.V.

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

030 21234121 0

info@wind-energie.de

[www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### **Foto**

Pixabay (CCO)

### **Haftungsausschluss**

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.

Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

### **Ansprechpartner\*innen**

#### **Marco Utsch**

Justiziar

[m.utsch@wind-energie.de](mailto:m.utsch@wind-energie.de)

#### **Ron Schumann**

Referent Politik

[r.schumann@wind-energie.de](mailto:r.schumann@wind-energie.de)

### **Datum**

12. Juli 2023