



**75 Jahre**  
Demokratie  
lebendig  
20. Wahlperiode



**Deutscher Bundestag**

Ausschuss für Klimaschutz  
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)485 NEU**

13. November 2023

---

**Stellungnahme**  
**Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW)**

---

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung**

BT-Drucksache 20/8657

**Siehe Anlage**

---

Stellungnahme des BSW – Bundesverbandes Solarwirtschaft zur öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am 15.11.2023 zum

## **Gesetzentwurf zur Umsetzung des Solarpakets I**

### Inhalt

<b>0. Vorrangige Maßnahmen zur Nachbesserung des Solarpakets I.....</b>	<b>4</b>
<b>1. Ausbau von PV-Solarparks beschleunigen.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 Flächenkulisse der „benachteiligten Gebiete“ für PV-Standorte öffnen.....</b>	<b>9</b>
<b>1.2 Netzanschluss bei der PV-Freifläche beschleunigen.....</b>	<b>11</b>
1.2.1 Beschleunigte Realisierung von Kabeltrassen zwischen PV-Freiflächenanlagen und Netzanschlusspunkt (§ 11a/11b EEG (GE)) .....	11
1.2.2 Netztransparenz bereits im frühen Projektverlauf schaffen.....	14
<b>1.3 Ausschreibungsdesign verbessern.....</b>	<b>15</b>
1.3.1 Gebotshöchstwerte für Auktionen in § 37b EEG anheben.....	15
1.3.2 Gebotsgröße für PV-Freiflächenanlagen bei EEG-Ausschreibungen in § 37 EEG auf 100 MW dauerhaft anheben.....	16
1.3.3 Innovationsausschreibung: zulässigen Gebotshöchstwert als Folgeänderung durch die Umstellung auf die gleitende Marktprämie erhöhen .....	17
1.3.4 Gebotstermine der Ausschreibungen des 1. Segments auf vier erhöhen .....	18
1.3.5 Verlängerung Realisierungsfrist in § 37d EEG .....	18
1.3.6 Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG streichen.....	19
1.3.7 Ausbaudeckel für Solarausschreibungen abschaffen – Zubauziele erreichen.....	19
<b>1.4 Hochlauf neuer Marktsegmente beschleunigen (besondere Anlagen).....</b>	<b>20</b>
1.4.1 Eigene Ausschreibungssegmente für besondere Solaranlagen schaffen .....	20
1.4.2 Einführung eines Bonus für extensive Agri-PV (§ 38b GE).....	21
1.4.3 Biodiversitäts-PV definieren.....	21
1.4.4 Floating-PV: Hemmnisse in § 36 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetz abschaffen.....	22
1.4.5 Bonus für besondere Solaranlagen unter 1 MW einführen (§ 48 EEG) .....	23
<b>1.5 Weitere Themen zum schnelleren Ausbau von PV-Freiflächenanlagen.....</b>	<b>23</b>

<b>2. Gebäude-Photovoltaik und Prosuming voranbringen.....</b>	<b>25</b>
2.1 Anhebung der anzulegenden Werte für Anlagen bis 1 MW .....	26
2.2 Prosuming in Mehrparteiengebäuden durch gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG, GE).....	28
2.3 Bagatellgrenze der Direktvermarktungspflicht anstatt einer unentgeltlichen Abnahme nach § 21 EEG (GE) einführen.....	30
2.4 Landwirtschaftliche Gebäude stärker in den Solarausbau integrieren (§ 48 Abs. 3 EEG).....	30
2.5 Einfacher Modultausch und Repowering auch für PV-Dachanlagen nach § 38 und § 48 EEG (GE) .....	31
2.6 Mieterstrom praxisorientiert weiterentwickeln (§§ 21, 21c, 100 EEG; § 42a EnWG).....	32
2.7 Wegfall der technischen Vorgaben für die Direktvermarktung in § 10b EEG.....	33
2.8 Bürokratieabbau bei zwei parallelen Anlagen (Voll- und Teileinspeiser).....	33
2.9 Gebäudenähe, kleine sonstige Solaranlagen (Carport, Solarzäune) mit Gebäude-PV-Anlagen gleichstellen .....	34
2.10 Bezugsstrom Volleinspeiseanlagen .....	34
2.11 Pönalen bei Pflichtverstößen (§ 52 EEG).....	35
2.12 Änderungen bei der Anlagenzusammenfassung für Gebäude-PV (§§ 9 und 24 EEG) .....	35
2.13 Steckersolargeräte.....	36
2.14 Weitere Themen zur Beschleunigung des Ausbaus der Gebäude-PV .....	36
<b>3. Speichierzubau vereinfachen und beschleunigen .....</b>	<b>39</b>
3.1 Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips statt Grün zu Grau.....	39
3.2 Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Speichern und Erzeugern: keine Belastung von gespeichertem Strom mit Netzentgelten .....	41
3.3 Speicher in der gemeinsamen Gebäudeversorgung zulassen.....	42
<b>4. Mengenförderung im EEG einführen und Zubau förderfreier Photovoltaik erleichtern.....</b>	<b>44</b>
4.1 Verbreitung förderfreier Photovoltaik erleichtern.....	44
4.2 Mengenförderung einführen.....	44
<b>5. Netzzugang, Messen und Steuern von Anlagen.....</b>	<b>46</b>
5.1 PV-Gewerbedach-Investitionsbremse Anlagenzertifikat B lösen – Änderungen der NELEV schnell und rechtssicher umsetzen (§ 49d EnWG und EnFG, Anhang 1, Ziffer 5.10).....	46
5.2 Beschleunigung und Vereinheitlichung der Anmeldeprozesse beim Netzbetreiber durch digitalisierte Netzanschlussverfahren mit Schnittstelle zum Marktstammdatenregister (§ 8 EEG).....	48
5.3 Netzdienliche und marktliche Steuerung von Prosumeranlagen – passgenaue Verzahnung von MsbG, EEG (§§ 9, 10b, 100) und EnWG (§ 14a) erforderlich.....	50
5.4 § 95 Nummer 2a – neue Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an die Anbindung von Erzeugungsanlagen an das Smart-Meter-Gateway droht Erfolge beim MsbG zu gefährden.....	51
5.5 Wettbewerbliche Messstellenbetreiber nicht benachteiligen – zu § 3 (3a) MsbG.....	54

5.6 Weitere Themen zur Verbesserung der Netzintegration.....	55
6. Resilienz-Auktionen und -Boni im EEG implementieren.....	57
6.1 Schaffung eigenständiger Resilienz-Ausschreibungen im PV-Marktsegment > 1 MW.....	58
6.2 Schaffung von Resilienz-Boni im Marktsegment < 1 MW.....	60
7. Akzeptanz sichern und Datenbasis verbessern.....	61
7.1 Kommunale Beteiligung nach § 6 EEG praxisorientiert umsetzen.....	61
7.2 Energy Sharing.....	62
7.3 Zubaudaten nach § 19 MaStRV technologiespezifisch ausweisen und statistische Erfassung im Marktstammdatenregister verbessern.....	62

## 0. Vorrangige Maßnahmen zur Nachbesserung des Solarpakets I

Mit ihrem ausgezeichneten Preis-Leistungs-Verhältnis und ihrer herausragenden Beliebtheit bei Verbraucher:innen und Investor:innen besitzt die Photovoltaik das Potenzial, maßgeblich zum Erfolg der Energiewende beizutragen – gemeinsam mit der Solarthermie und anderen Erneuerbaren Energien sowie flankiert vom gleichzeitigen beherzten Ausbau von Flexibilitätsoptionen wie z. B. von Batteriespeichern. Es ist daher zu begrüßen und folgerichtig, dass die Bundesregierung die Rahmenbedingungen für den weiteren Solarausbau mit dem vorliegenden Gesetzentwurf verbessern möchte.

Die vom Bundestag im letzten Sommer gesetzlich fixierten neuen Photovoltaik-Ausbauziele (215 GW bis 2030, 400 GW bis 2040) sind nach Einschätzung der Solarbranche erreichbar, wenn nunmehr zeitnah eine Vielzahl weiterer regulatorischer Hemmnisse abgebaut und klare Investitionssignale gesetzt werden. Die Solarwirtschaft sowie private und gewerbliche Investor:innen stehen für diesen Fall bereit, die solartechnische Infrastruktur im erforderlichen Umfang auszubauen und noch stärker in neue Produktionskapazitäten und Arbeitsplätze am Standort Deutschland zu investieren.

Der BSW begrüßt daher die zahlreichen konstruktiven Vorschläge im vorliegenden Gesetzentwurf. An einigen Stellen greift der Gesetzentwurf nach BSW-Auffassung jedoch noch zu kurz und sollte nachgebessert werden.

In diesem Kapitel sollen die nach Auffassung der Solarwirtschaft vorrangigen Empfehlungen zur Nachbesserung des Solarpakets I kurz zusammengefasst werden. Ausgewählt wurden sie im Hinblick auf das Erreichen der beiden PV-Oberziele der Ampelkoalition:

- Nicht aufschiebbare Maßnahmen zur Absicherung des 22-GW-Marktvolumens in DE im Jahr 2022 und zum Erreichen einer installierten PV-Leistung von insgesamt 215 GW in 2030
- Nicht aufschiebbare Maßnahmen zur Verringerung der Importabhängigkeit und Erhöhung der Resilienz bei PV-Schlüsselkomponenten

Eine ausführlichere Darstellung dieser Maßnahmen findet sich in den nachfolgenden Kapiteln, ebenso eine ganze Reihe weiterer Empfehlungen zur Verbesserung der PV-Investitionsbedingungen.

### I. PV-Investitionen auf Gewerbedächern – gestiegene Kapitalkosten jetzt kompensieren

Die stark gestiegene PV-Nachfrage in Deutschland wird in den letzten Jahren überproportional stark von der Nachfrage privater Immobilienbesitzer getragen. **Erfolgskritisch für das Erreichen der PV-Ausbauziele dürfte es sein, dass es nun gelingt, auch gewerbliche Immobilienbesitzer deutlich stärker zu PV-Investitionen zu bewegen.** Eine Vervielfachung der jährlich neu installierten PV-Leistung dieser Zielgruppe dürfte in den nächsten drei Jahren gegenüber 2022 dafür mindestens erforderlich sein (vgl. Grafik auf Seite 5).

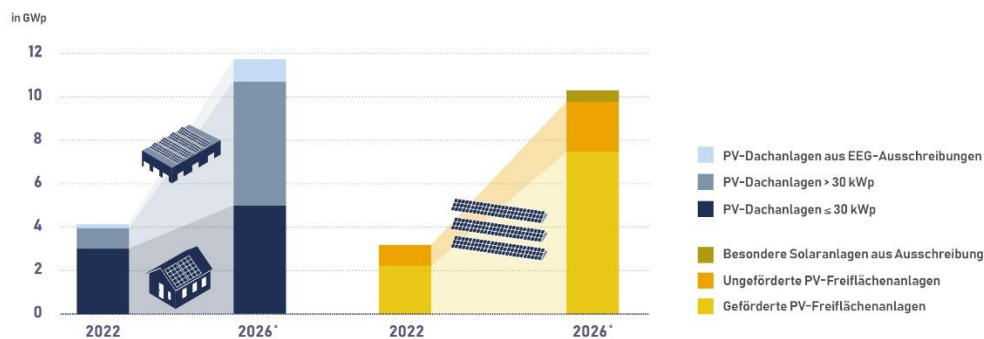
Neben einer höheren Renditeerwartung bremsen die in den letzten zwei Jahren stark gestiegenen Kapitalkosten die PV-Investitionsbereitschaft von Unternehmen. Insbesondere im Falle geringerer

Eigenverbrauchsmöglichkeiten des selbst erzeugten Solarstroms liegen die erzielbaren Amortisationszeiten neuer PV-Systeme auf Firmendächern derzeit i. d. R. außerhalb einer Zeitspanne von zehn Jahren, die nach Ergebnissen von Repräsentativbefragungen gerade noch von neun Prozent der potenziellen gewerblichen Investor:innen akzeptiert werden.

Der BSW empfiehlt der Politik daher dringend, die EEG-Vergütungssätze für neue PV-Gewerbedächer entsprechend der marktüblichen Renditeerwartungen von gewerblichen Einmalinvestoren, zumindest in einem ersten Schritt aber zur Kompensation der stark gestiegenen System- und Finanzierungskosten (Zinsen) anzupassen (ausführliche Darstellung siehe Kapitel 2.1).

## Stärkster Handlungsbedarf bei PV-Gewerbedächern

PV-Zubau nach Marktsegmenten 2022 und 2026\*



Quelle: BSW auf Basis Marktstammdatenregister (Inbetriebnahmedatum der PV-Einheit) Stand 27.06.2023, EEG 2023, \*Notwendiger Beitrag einzelner Marktsegmente nach eigener Schätzung auf Basis EEG 2023

BSW | [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de)

## II. Solarpaket I – vermutlich letzte Chance für Renaissance der Solarindustrie in Deutschland

Lieferengpässe bei wichtigen Solarkomponenten während der Corona-Pandemie sowie der Angriffskrieg gegen die Ukraine haben in Politik und Gesellschaft die Sensibilität dafür geschärft, wie riskant eine zu große Importabhängigkeit für unser künftiges Energiesystem ist.

Die europäischen Produktionskapazitäten für Solarzellen und Solarwafer reichen gegenwärtig nicht einmal aus, um 10 Prozent des europäischen Solarmarktes zu bedienen, bei Solarmodulen sieht es kaum besser aus.

Die EU und Deutschland haben sich daher zu Recht das Ziel gesetzt, künftig zumindest eine Grundversorgung in Höhe von 40 Prozent entlang der solaren Wertschöpfungskette anzustreben. Mit Hilfe geeigneter industriepolitischer Rahmenbedingungen sollen Skalierungsnachteile neuer europäischer

Solarfabriken gegenüber Wettbewerbern in Übersee für die Dauer ihrer Ramp-up-Phase überbrückt werden. Berlin und Brüssel wollen so eine sichere und preiswerte Energieversorgung ermöglichen und ein hinreichendes Maß an kontinentaler Eigenversorgung und Diversifizierung von Lieferbeziehungen erreichen.

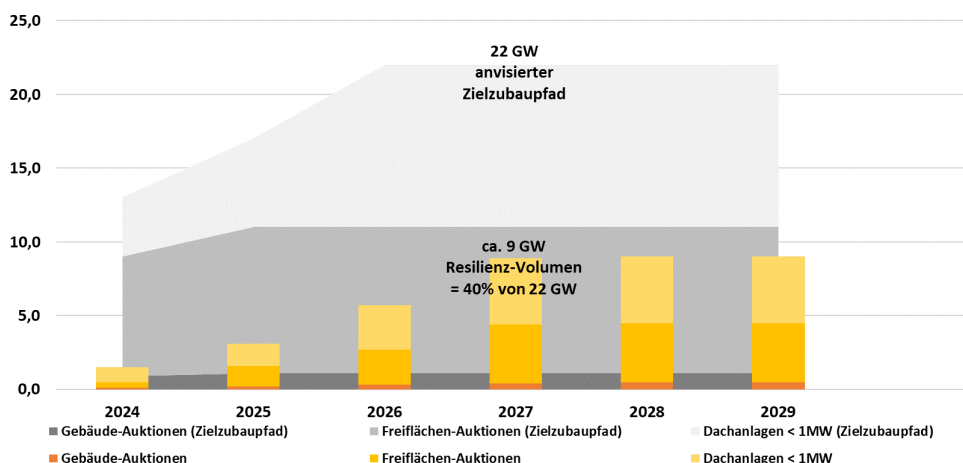
Damit eine Wiederansiedlung der PV-Industrie in Europa im harten Standortwettbewerb mit Asien und den USA gelingen kann, muss sehr schnell gehandelt werden, da die Solarindustrie jetzt ihre Standortentscheidungen zur Ansiedlung der nächsten Solarfabriken trifft. Sie trifft dabei auf deutlich attraktivere Investitionsanreize in Übersee, zum Beispiel in den USA (Inflation Reduction Act).

Das vom Bundeswirtschaftsministerium aufgelegte Interessenbekundungsverfahren für eine Capex-Förderung neuer Solarfabriken ist ein erster guter Ansatz. Es kann aber nur rund 20 Prozent der Wettbewerbsnachteile gegenüber einer vollintegrierten Solarmodulfertigung in China oder den USA kompensieren.

**Das Solarpaket I bietet nun die einmalige Gelegenheit, diese Wettbewerbslücke zu schließen und gerade noch rechtzeitig verlässliche und hinreichende Investitionssignale zu senden. Der BSW empfiehlt der Ampelkoalition, die derzeit noch höheren Fertigungskosten neuer und künftiger europäischer Solarfabriken mittels degressiv ausgelegter Resilienz-Boni und -Auktionen im EEG für Systeme mit europäischer Wertschöpfung ab dem kommenden Jahr abzufedern.**

Diese sollten sich an der Zielsetzung des europäischen Net Zero Industry Act (NZIA) orientieren und in ihrem Volumen stufenweise auf 40 % der jährlich in Deutschland geförderten PV-Leistung aufwachsen. Dem BSW liegt ein Gutachten vor, welches diesem Programm eine hohe WTO-Konformität bestätigt.

**Beispiel: Aufwuchspfad der Resilienz-Segmente & anvisierter Zubau [GW]**



Resilienz hat einen Preis. Doch der volkswirtschaftliche Nutzen dürfte die erforderlichen Anschubkosten derartiger Resilienz-Boni um ein Vielfaches übertreffen. Letztere dürften sich für 2024 auf maximal 40 Mio. Euro belaufen und auch in den nachfolgenden Jahren einen mittleren dreistelligen Millionenbetrag jährlich kaum übertreffen.



Eine ausführliche Darstellung zu dieser intelligenten Verschränkung von Energie- und Industriepolitik befindet sich in Kapitel 6 dieser Stellungnahme und ausführlicher noch in einem eigenen Hintergrundpapier (<https://bsw.li/48IXgyO>).

### **III. Geweitete Standortkulisse u. Wegenutzungsrecht ermöglichen Verfahrensbeschleunigung u. Erreichen der Ausbauziele bei PV-Solarparks – Projekthöchstgrenze 100 MW sollte bleiben**

Im Marktsegment der PV-Freifläche setzt der Gesetzentwurf mit der **Öffnung der Flächenkulisse auf benachteiligte Gebiete** (Kapitel 1.1), der Einführung eines **Wegenutzungsrechts für die Verlegung von Netzanschlusskabeln** (Kapitel 1.2.1) sowie mit den neuen **Förderregelungen für besondere Solaranlagen** (Kapitel 1.4.1. sowie 1.4.2) wichtige Impulse. Allein die Einführung des Wegenutzungsrechts wird zu einer Verfahrensbeschleunigung von durchschnittlich sechs Monaten führen, ergab eine BSW-Branchenumfrage.

Allerdings fehlen an einigen Bereichen weitergehende Änderungen, die für die erforderliche Verdreifachung des Zubaus notwendig sind. Dazu zählt insbesondere eine gesetzliche **Anhebung der zulässigen Gebotshöchstwerte für Ausschreibungen im 1. Segment, die erst wieder eine Überzeichnung der Auktionen ermöglicht hat** (Kapitel 1.3.1). Ferner empfiehlt der BSW eine **Verstetigung der maximalen Gebotsgröße von 100 MW, die ebenso wie die Anhebung der Gebotshöchstwerte andernfalls bis zum Jahresende 2023 beschränkt wäre** und auf 20 MW zurückfallen würde (Kapitel 1.3.2). Ein Solarpark mit einer Leistung von 100 MW kann schneller und kosteneffizienter geplant werden als 5 Solarparks zu je 20 MW.

### **IV. Energiewende für Mieter:innen: Konzept der Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung praxistauglich machen**

Das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung schafft ein neues Versorgungskonzept als Alternative zum Mieterstrom. Damit das Konzept zum Erfolg wird und das große Photovoltaik-Potential auf Mehrfamilienhäusern heben kann, sind dringende Nachbesserungen am derzeitigen Gesetzentwurf geboten.

Es sollte unmissverständlich klargestellt werden, dass sich die geplanten Regelungen in § 42b EnWG ausschließlich auf die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung beziehen und andere Vor-Ort-Versorgungskonzepte nicht berühren. Zudem ist dringend klarzustellen, dass der von der Gebäudestromanlage erzeugte Strom vor dem Verbrauch auch zwischengespeichert werden darf und sonstige Nutzer, die keine Mieter sind (bspw. Pächter), von der Regelung miterfasst werden (vgl. Kapitel 2.2).



## Hintergrundinformationen zu den fünf wichtigsten Empfehlungen der Solarwirtschaft, die im Solarpaket I dringend umgesetzt werden müssen:

1. Anhebung der anzulegenden Werte für Anlagen bis 1 MW (siehe [Kapitel 2.1](#))
2. Europäische Resilienz und Wertschöpfung fördern: Resilienz-Auktionen und -Boni im EEG implementieren (siehe [Kapitel 6](#))
3. PV-Freifläche entfesseln: Gebotsgröße 100 MW bei EEG-Ausschreibungen verstetigen (siehe [Kapitel 1.3.2](#))
4. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung zum Erfolg machen (siehe [Kapitel 2.2](#))

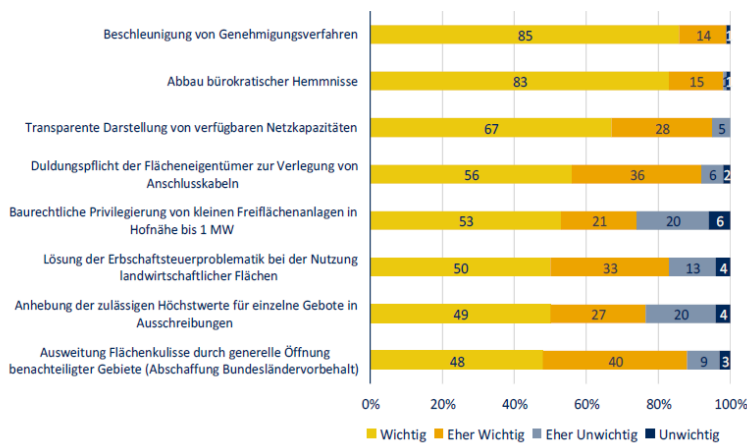
## 1. Ausbau von PV-Solarparks beschleunigen

Der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen (inkl. besondere Solaranlagen) muss in den nächsten Jahren deutlich an Bedeutung gewinnen. Nach dem Gesetzentwurf soll etwa die Hälfte des angestrebten PV-Zubaus im Rahmen ebenerdig errichteter Solarparks erfolgen. Das EEG 2023 sieht dafür ab 2026 einen Zubau bzw. eine Ausschreibungsmenge in der PV-Freifläche von 9,9 GW und damit eine Verdreifachung der im letzten Jahr installierten 3,1 GW PV-Freifläche (inkl. PPA) vor.

Der Gesetzentwurf für ein Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung setzt dafür mit der Öffnung der Flächenkulisse auf benachteiligte Gebiete, der Einführung eines Wegenutzungsrechts für die Verlegung von Netzanschlusskabeln sowie mit den neuen Förderregelungen für besondere Solaranlagen wichtige Impulse. Allerdings fehlen an einigen Bereichen weitergehende Änderungen, die für die erforderliche Verdreifachung des Zubaus notwendig sind, u. a. **die Verstetigung der maximalen Gebotsgröße von 100 MW und eine gesetzliche Anhebung der Höchstwerte für Ausschreibungen im 1. Segment.**

### Ergebnisse BSW-Branchenbefragung unter Projektierern von PV-Solarparks

Welche **politischen Maßnahmen** sehen Sie in den kommenden 12 Mon. zum **stärkeren PV-Ausbau in Solarparks** als vorrangig an?



Quelle: Erhebung BSW-Solar; N = 72 bis 82; Erhebungszeitraum 21.09. bis 17.10.2022

### 1.1 Flächenkulisse der „benachteiligten Gebiete“ für PV-Standorte öffnen

Neben anderen Restriktionen trägt die massive Verknappung geeigneter Solarpark-Standorte im EEG dazu bei, dass Auktionen im letzten Jahr regelmäßig unterzeichnet waren und die Pachtpreisspirale unnötig angeheizt wurde. Die Überzeichnung der 2. Ausschreibungsrunde in diesem Jahr ist erfreulich, aber u. a. auch auf bisher befristete Maßnahmen, wie die Anhebung der Höchstwerte durch die befristete BNetzA-Festlegung sowie die bis 2023 befristete Erhöhung der maximalen Gebotsgröße auf 100 MW (siehe Abschnitt 1.3.2), zurückzuführen. Ohne eine Ausweitung der Flächenkulisse bei gleichzeitig

steigendem Ausschreibungsmengen droht in Zukunft wieder eine regelmäßige Unterzeichnung der Ausschreibungsvolumen. Denn die Summe der Flächenkulisse im EEG 2023 und die bestehenden begrenzten Landesverordnungen zur Nutzung von benachteiligten Gebieten wären zu klein, um den notwendigen Hochlauf des PV-Ausbaus auf Freiflächen auf bis zu 10 GW jährlich zu realisieren.

Der Gesetzentwurf sieht nun eine grundsätzliche Öffnung der benachteiligten Gebiete für die Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen vor, solange diese nicht in Schutzgebieten (Natura 2000, Lebensraumtypflächen, geschützte Biotope, Naturschutzgebiete, Nationalparke, nationale Naturmonumente sowie Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten) liegen. Den Bundesländern soll es zudem ermöglicht werden, Landschaftsschutzgebiete sowie Naturparke von der PV-Freiflächennutzung auszuschließen oder die Nutzung zu begrenzen. Eine weitere Opt-out-Möglichkeit soll für Länder geschaffen werden, wenn und solange in dem jeweiligen Bundesland mehr als 1 Prozent der landwirtschaftlichen Fläche für Photovoltaik-Anlagen genutzt wird (ab 01.01.2031: 1,5 Prozent). Mit dem § 37 Abs. 4 GE soll zudem ein absoluter Zubaudeckel von PV auf landwirtschaftlichen Flächen festgelegt werden, welcher den Zubau ab dem 01.01.2023 auf 80 GW bzw. ab dem 01.01.2031 auf 177,5 GW deckelt.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

**Die im Gesetzentwurf vorgesehene grundsätzliche Öffnung der benachteiligten Gebiete für eine Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen in § 37 und § 37c GE sowie die geplante Ausweitung auf kleine Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen (§ 48 GE) ist richtig und überfällig.**

Der BSW unterstützt die Herausnahme einiger Schutzgebiete aus der Nutzung für Photovoltaik (vgl. BSW-NABU-Papier). Im Bereich der Naturparke sowie der Landschaftsschutzgebiete sollte jedoch kein genereller Ausschluss per Landesverordnung möglich sein. Naturparke bedecken 28 Prozent und Landschaftsschutzgebiete 26 Prozent der Landesfläche in Deutschland. Hier sollte – im Einklang mit dem BSW-NABU-Papier – eine Nutzung nach einer separaten Prüfung der Einhaltung der Schutzziele ermöglicht werden.

Die geplante Einführung einer Opt-out-Regelung ab einer gewissen Flächennutzung im Bundesland ist aus Sicht der Solarwirtschaft nicht notwendig, da die Stärke der PV gerade die Möglichkeit ist, dezentral realisiert zu werden. Zudem besitzen die Gemeinden mit der Bauleitplanung in der Regel weiterhin die planungsrechtlichen Möglichkeiten, über den Zubau auf ihrer Gemeindefläche zu entscheiden. Auch stellt sich die Frage, wie Agri-PV-Anlagen bewertet werden, die einerseits deutlich mehr Fläche benötigen, aber andererseits eine landwirtschaftliche Nutzung weiter ermöglichen. Hier wäre es sinnvoll, nur die nach DIN Spec 91434 maximale Flächennutzung von Agri-PV-Anlagen von 10 % (hoch aufgeständerte Agri-PV) bzw. 15 % (vertikale Agri-PV) anzurechnen.

Auch die Einführung des neuen Zubaudeckels auf landwirtschaftlichen Flächen von 80 GW bis 2030 sowie 177,5 GW ab 2031 (auf Grundlage der ab 01.01.2023 installierten Leistung) ist unnötig, da bereits eine Zubaubeschränkung im Rahmen der Ausschreibungen besteht, in denen auch förderfreie Anlagen verrechnet werden.

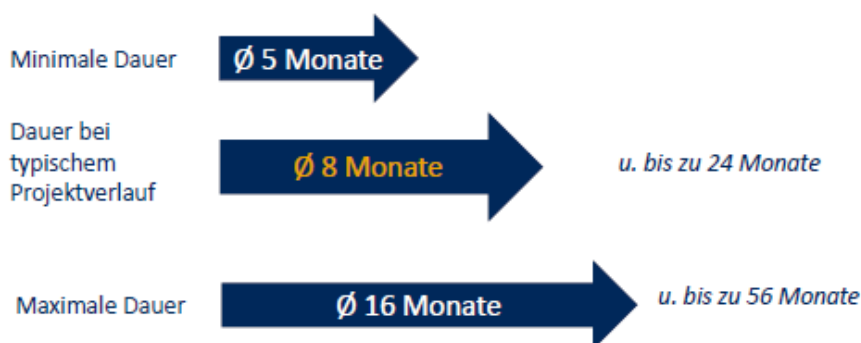
## 1.2 Netzanschluss bei der PV-Freifläche beschleunigen

Der Netzanschluss stellt für PV-Freiflächenanlagen ein entscheidendes Kriterium bei der Flächenauswahl und in der Projektplanung dar. Ohne einen ausreichenden und leicht zugänglichen Netzanschluss kann ein Projekt nicht realisiert werden oder verzögert sich zum Teil beträchtlich. Dabei ist insbesondere wichtig, dass einerseits frühzeitig in der Projektplanung eingeschätzt werden kann, wo der nächste Netzanschlusspunkt liegt und welche Leistung dieser aufnehmen kann, und andererseits eine einfache Verlegung des Netzanschlusskabels von der PV-Anlage bis zum Netzanschlusspunkt sichergestellt ist. Eine Umfrage unter PV-Projektierern zeigt, dass bei einem typischen Projektverlauf vom ersten Netzanschlussbegehren bis zur erfolgten Genehmigung des Netzanschlusses im Durchschnitt acht Monate vergehen.

### Von Netzanschlussbegehren bis Netzanschlussgenehmigung zwei Jahre u. mehr möglich – Ø typisch: 5–16 Monate



Wie lange dauerte es ca. vom Beginn des ersten Netzanschlussbegehrens bis zur erfolgten Genehmigung des Netzanschlusses? (Durchschnitt der Antworten)



Quelle: Erhebung BSW-Solar; N = 29 Projektierer von PV-Freiflächen in Deutschland;

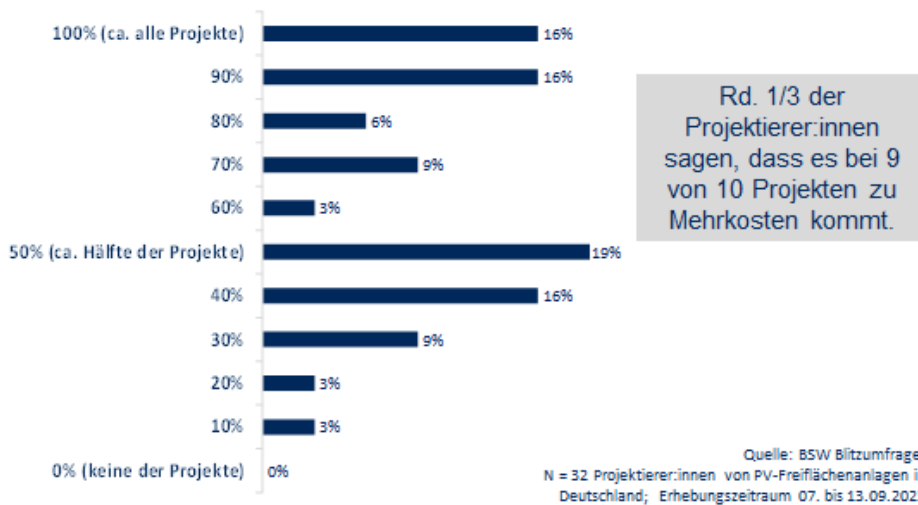
### 1.2.1 Beschleunigte Realisierung von Kabeltrassen zwischen PV-Freiflächenanlagen und Netzanschlusspunkt (§ 11a/11b EEG (GE))

Für den Netzanschluss von neuen PV-Freiflächenanlagen muss ein Stromkabel von der PV-Freiflächenanlage bis zum zugewiesenen Netzanschlusspunkt gelegt werden. Die Verlegung des Stromkabels liegt in der Verantwortung des PV-Projektierers. Dabei ist in der Regel eine Trassenlänge von mehreren hundert Metern bis einigen Kilometern notwendig, die über eine Vielzahl von verschiedenen Eigentümerflächen führt. Projektierer haben jedoch nicht die gleichen Rechte zur Nutzung von Flächen zur Stromkabelverlegung wie Netzbetreiber, wodurch es in der Praxis hier häufig zu langwierigen Verzögerungen, überhöhten Nutzungsgebühren von Flächeneigentümern und damit verbundenen großen Umwegen kommt.

Deutlich überbeuerte und jährliche Nutzungsgebühren wurden zuletzt z. B. auch von Kommunen und der Deutschen Bahn gefordert.

In einer aktuellen BSW-Blitzumfrage im September 2023 gaben rund 1/3 der befragten Projektierer:innen von PV-Freiflächen in Deutschland an, dass es bei 9 von 10 ihrer PV-Freiflächen-Projekte zu Mehrkosten durch Schwierigkeiten beim Abschluss von Gestattungsverträgen kommt (z. B. Weigerung des Grundstückseigentümers, überhöhte Forderungen bei den Gestattungsentgelten).

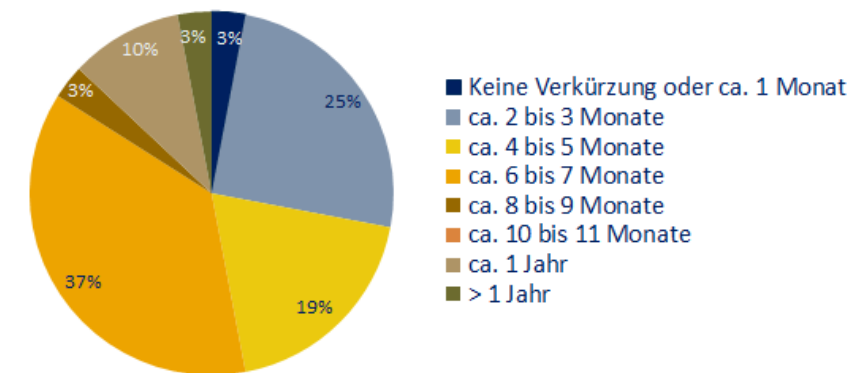
**Bei welchem Anteil Ihrer PV-Freiflächen-Projekte kommt es zu Mehrkosten durch Schwierigkeiten beim Abschluss von Gestattungsverträgen (z. B. Weigerung des Grundstückseigentümers, überhöhte Forderungen bei den Gestattungsentgelten)?**



Der Gesetzentwurf sieht mit der Einführung eines neuen § 11a ein Wegenutzungsrecht für die Verlegung von Netzanschlusskabeln vor, inklusive einer Festlegung der einmaligen Entschädigung in Höhe von 5 Prozent des Verkehrswerts der Fläche des Schutzstreifens. In § 11b wird zudem das Recht zur Überfahrt zur Errichtung von EE-Anlagen geschaffen, welches sich jedoch bisher nur auf die Errichtung von Windkraftanlagen begrenzt.

Der BSW begrüßt diese für die Verfahrensbeschleunigung und Kostensenkung zentrale Maßnahme. Über die Hälfte der befragten Projektierer:innen rechnet in einer aktuellen BSW-Umfrage mit einer **Verkürzung** der typischen Projektdauer von einem halben Jahr oder mehr durch das geplante Wegenutzungsrecht.

**Einschätzungen von Projektierer:innen zur Verkürzung der typischen Projektdauer (von Flächenidentifikation bis zur Inbetriebnahme der PV-Freiflächenanlage mit Netzanschluss) durch das geplante Wegenutzungsrecht mit gesetzlich festgelegter Berechnungsgrundlage**



Ø 6 Monate

Quelle: BSW Blitzumfrage; N = 32 Projektierer:innen von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland; Erhebungszeitraum 07. bis 13.09.2023

10

www.solarwirtschaft.de

Wenn die Anbahnungskosten für das Wegenutzungsrecht infolge einer gesetzlich geregelten Nutzungspflicht entfallen, könnten laut den befragten Projektierer:innen durchschnittlich Kosten von 3.330 Euro pro Megawatt eingespart werden.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Das vom BMWK vorgeschlagene Wegenutzungsrecht für Anschlussleitungen stellt eines der größten Beschleunigungspotenziale bei der Realisierung von PV-Freiflächenanlagen dar und sollte deshalb umgehend gesetzlich umgesetzt werden.

Im Detail gibt es jedoch an einigen Punkten Nachbesserungs- oder Konkretisierungsbedarf. So sollte in der Regelung bei der Entschädigungshöhe zwischen einerseits natürlichen Personen und juristischen Personen des Privatrechts sowie andererseits juristischen Personen des öffentlichen Rechts unterschieden werden, um der unterschiedlichen Behandlung von privatem und öffentlichem Eigentum in § 14 GG Rechnung zu tragen. Eine grundsätzliche rechtliche Umsetzbarkeit wird jedoch aus den bestehenden Regelungen für Netzbetreiber sowie für Telekommunikationsunternehmen (§ 134 TKG) ersichtlich.

Die vorgesehene Einschränkung des Wegenutzungsrechts bei „Unzumutbarkeit“ ist zwar grundsätzlich richtig, jedoch in der aktuellen Form sehr unbestimmt. Zur Verringerung von Streitigkeiten, wann eine „Unzumutbarkeit“ vorliegt, sollte der Begriff durch Beispiele ergänzt werden, z. B. bei bestehender Bebauung. Auch der Begriff der „Modalitäten“ in §11 a und b Abs. 6 ist unklar und sollte in Anlehnung an § 9 Abs. 3 FStrG folgendermaßen konkretisiert werden:

*„Auf öffentlichen Verkehrswege ist Satz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Nutzung in Abstimmung mit dem jeweiligen Träger der Straßenbaulast zu erfolgen hat. Der Träger der Straßenbaulast kann Nutzungsbedingungen über die Absätze 1 bis 5 hinaus nur dann fordern, wenn diese wegen der Sicherheit oder Leichtigkeit des Verkehrs, bestehender Ausbauabsichten oder der Straßenbaugestaltung erforderlich sind. Der Träger der Straßenbaulast hat Nutzungsbedingungen im Sinne des Satz 2 innerhalb von einem Monat ab schriftlicher Geltendmachung des Rechtes zur Leitungsverlegung/Überfahrt/Überschwenkung dem jeweiligen Betreiber mitzuteilen.“*

Die vorgesehenen Einschränkungen bei Landes- und Bündnisverteidigung sind grundsätzlich nachvollziehbar, aber zu weit gefasst. Die Duldungspflicht gilt demnach bereits nicht, sobald das Grundstück der „Landes- und Bündnisverteidigung (...) dient“. Die Duldungspflicht würde damit bereits nicht gelten, wenn ein Stromkabel über ein großes Grundstück verlegt werden sollte, durch welches am Rande des Grundstücks (und unabhängig von der Kabeltrasse) z. B. eine Nato-Pipeline verläuft. Hier wäre es ausreichend, wenn das Wegenutzungsrecht entfällt, sobald die „Landes- und Bündnisverteidigung (...) beeinträchtigt wäre“. Eine zusätzliche Beschleunigungsmöglichkeit bei der Trassenplanung besteht in der Aufnahme von Drohnenflügen in das Wegenutzungsrecht der öffentlichen Hand durch die Ergänzung der folgenden Formulierung in § 11 a und b EEG:

*„Die Duldungspflicht erstreckt sich für juristische Personen des öffentlichen Rechts und Unternehmen, die durch die öffentliche Hand beherrscht werden, auch auf die Gestattung des Starts und der Landung von Drohnen auf den in ihrem Eigentum befindlichen Grundstücken, mit dem Ziel der Identifizierung möglicher Trassen für die Leitungsverlegung. Die insoweit nach § 21h Abs. 3 LuftVO geltenden Einschränkungen bleiben hiervon unberührt. Verpflichtungen zur Einholung öffentlich-rechtlicher Genehmigungen, Gestattungen oder Erlaubnisse, die nach anderen Rechtsvorschriften erforderlich sind, bleiben ebenfalls unberührt.“*

Das Wegenutzungsrecht sollte sich dabei auch auf mit dem Netzanschluss in Verbindung stehende Übergabestationen und Umspannwerke erstrecken. **Zudem sollte der vorgeschlagene § 11b EEG auch für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen gelten und auf die Betriebsphase (Austausch von Großkomponenten) ausgeweitet werden, da auch hier teilweise eine Überwegung von Flächen notwendig ist, z. B. durch LKW-Anlieferungen.**

## **1.2.2 Netztransparenz bereits im frühen Projektverlauf schaffen**

Vier von fünf Projektierern gaben in einer BSW-Umfrage an, dass der Projektschritt „Netzanschluss“ die **Inbetriebnahme von PV-Freiflächenanlagen verzögere**. Fast jeder zweite Befragte ist der Meinung, dass allein erhöhte Transparenz und schnellere Kommunikation seitens der Netzbetreiber den Projektschritt beschleunigen würden (z. B. zu verfügbaren Netzkapazitäten, vgl. Grafik unter Abschnitt 1). Dabei sind insbesondere die Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt sowie die verfügbare Netzkapazität entscheidend dafür, ob ein Projekt überhaupt realisiert werden kann. Für Projektierer sind diese Informationen jedoch leider nicht frei verfügbar, sondern müssen umständlich und sehr zeitaufwendig bei Netzbetreibern zur Prüfung beantragt werden. Die Rückmeldung des Netzbetreibers dauert bis zu drei Monate und umfasst bei einigen Netzbetreibern nur eine Ja-/Nein-Antwort, aus der die tatsächlich verfügbare Netzkapazität nicht hervorgeht. Als Folge sind erneute zeitaufwändige Anfragen beim Netzbetreiber



bzgl. geringerer Netzkapazität notwendig. Dadurch werden nicht nur Projektplanungen verlängert, sondern auch knappe Personalressourcen bei den Netzbetreibern blockiert.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Für eine Planungsbeschleunigung von neuen PV-Anlagen ist es wichtig, künftig bereits zu Beginn der Projektplanung eine erste Einschätzung über den nächsten Netzanschlusspunkt und die voraussichtlich verfügbare Netzanschlusskapazität zu erhalten. Einige Netzbetreiber bieten bereits Online-Karten an, auf denen diese Erstinformationen zumindest rudimentär verfügbar sind. Der Gesetzgeber sollte diese Positivbeispiele zum Anlass nehmen, **alle Netzbetreiber gesetzlich zu verpflichten, interaktive Netztransparenzkarten zur Verfügung zu stellen, um Projektplanern eine erste unverbindliche Einschätzung der Netzanschlussmöglichkeiten eines Projektes zu ermöglichen**. Sowohl die Projektierer von PV-Anlagen als auch die Netzbetreiber, die aufgrund der unklaren Rückmeldung über die Netzanschlusskapazität unnötig viele Netzanschlussbegehren prüfen müssen, könnten mit einer größeren Netztransparenz personell stark entlastet werden. In einem weiteren Schritt sollte die aktuelle Frist von acht Wochen für Netzprüfungsverfahren durch den Verteilnetzbetreiber verkürzt werden.

### 1.3 Ausschreibungsdesign verbessern

Zum Erreichen der PV-Ausbauziele wurde das PV-Ausschreibungsvolumen im Rahmen der EEG-2023-Novelle deutlich erhöht, ohne jedoch notwendige Änderungen am Ausschreibungsdesign vorzunehmen. Um eine wiederkehrende Unterzeichnung der Solarpark-Ausschreibungen zu verhindern, sollte in dem vorliegenden Gesetzentwurf neben den notwendigen Anpassungen bei der Flächenkulisse auch bei den Ausschreibungsbedingungen im EEG nachjustiert werden.

#### 1.3.1 Gebotshöchstwerte für Auktionen in § 37b EEG anheben

Die weiterhin hohe Inflation, steigende Lohnkosten sowie explodierende Kapitalkosten durch die Zinswende führen auch bei PV-Anlagen zu deutlichen Preissteigerungen. So stieg der EZB-Leitzins seit Mitte 2022 von 0 auf 4,5 Prozentpunkte. Der Zinssatz für das KfW-Kreditprogramm 270 stieg seit Mitte 2021 von 1,13 auf 5,37 Prozent an (Beispiel: Bonität C). Das aktuelle Ausschreibungsdesign bildet diese Preisentwicklungen nur unzureichend ab.

Die Bundesnetzagentur hat begrüßenswerterweise von der Ende 2022 geschaffenen Möglichkeit der Anpassung der in EEG-Auktionen zulässigen Gebotshöchstwerte um max. 25 Prozent nach drei aufeinanderfolgend unterzeichneten Ausschreibungen Gebrauch gemacht und den Gebotshöchstwert für ein Jahr auf 7,375ct/kWh angehoben.

Erfreulicherweise konnte damit erreicht werden, dass die letzten beiden Ausschreibungsrunden überzeichnet waren. Allerdings mit Zuschlagswerten überwiegend oberhalb des gesetzlich festgelegten Höchstwerts von 5,9 ct/kWh. Die aktuelle Anhebung der Gebotshöchstwerte auf 7,375 ct/kWh ist jedoch auf 12 Monate befristet und läuft Ende des Jahres aus. Eine Verlängerung der Festlegung durch die

BNetzA ist zwar möglich, allerdings nur nach Unterzeichnung der drei vorausgegangenen Ausschreibungsrunden. **Mit den beiden erfreulichen Überzeichnungen der letzten beiden Ausschreibungsrunden ist die Möglichkeit der BNetzA, die aktuellen Festlegungen zu erneuern, zumindest fraglich.**

Eine zusätzliche Unsicherheit besteht in der zeitlichen Begrenzung der BNetzA-Festlegungen auf 12 Monate, nachdem die Höchstwerte wieder auf das gesetzlich festgelegte Niveau fallen, falls die BNetzA nicht rechtzeitig eine erneute Festlegung trifft. Projektierer, die aktuell Projekte für eine Ausschreibungsteilnahme im nächsten Jahr planen, haben dadurch keine Rechtssicherheit über die Höhe des Höchstwerts im kommenden Jahr.

Auch erhöht sich der ausschreibungsspezifische Höchstwert für Solaranlagen des 1. Segments nur um acht Prozent des Durchschnitts der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine (bis max. zum Gebotshöchstwert) und ist damit zu unflexibel, um kurzfristige Preisschwankungen aufzufangen.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die bisherige Festlegungskompetenz der BNetzA bietet keine Rechtssicherheit über die Höchstwerte im kommenden Jahr. Dies gilt insbesondere auch im aktuellen Fall, wo eine Überzeichnung der letzten Ausschreibungsrunden das Gebot nur durch einen erhöhten Höchstwert oberhalb des gesetzlich festgelegten Höchstwerts von 5,9 ct/kWh erreicht werden konnte.

Die maximal zulässigen Gebotshöchstwerte für Ausschreibungen im 1. Segment sollten zur Vermeidung von Unterzeichnungen deshalb umgehend gesetzlich angehoben werden und der Anpassungsmechanismus des absoluten sowie des ausschreibungsspezifischen Höchstwerts flexibilisiert werden. Eine Änderung des Gebotshöchstwerts erst auf dem Wege der neuen Festlegungskompetenz durch die Bundesnetzagentur würde ansonsten nicht schnell genug greifen und führt zu Planungsunsicherheiten.

Zur Abfederung der Inflationsentwicklung und zur Aktivierung ausreichender Projekte im Kontext der Erhöhung der Ausschreibungsmengen schlägt der BSW zudem vor, beim ausschreibungsspezifischen Höchstwert des 1. Segments (Durchschnitt des letzten bezuschlagten Gebots der letzten drei Runden zzgl. acht Prozent) den Zuschlag von 8 auf 25 Prozent zu erhöhen, um kurzfristige Preissteigerungen schneller abfedern zu können.

### **1.3.2 Gebotsgröße für PV-Freiflächenanlagen bei EEG-Ausschreibungen in § 37 EEG auf 100 MW dauerhaft anheben**

Die maximale Gebotsgröße bei Ausschreibungen wird im § 37 Abs. 3 EEG auf 20 MW begrenzt. Diese Begrenzung diente ursprünglich dazu, bei deutlich kleineren jährlichen Auktionsvolumen eine hinreichende Akteursvielfalt unter den Ausschreibungszuschlägen sicherzustellen.

Mit der Vervielfachung des Auktionsvolumens im EEG 2023 sollte auch die maximale Gebotsgröße angehoben werden. Dies führt zu geringeren Kosten bei Projektierern und dem Staat und setzt limitierte Planungskapazitäten für weitere Projekte frei. Die in der letzten Ausschreibung deutlich gestiegenen durchschnittlichen Gebotsgrößen zeigen, dass die auf dieses Jahr befristete Erhöhung der maximalen

Gebotsgröße auf 100 MW einen Beitrag zur Überzeichnung der Ausschreibungen leistet, ohne dass diese einen wesentlichen Effekt auf die lokale Akzeptanz und das Landschaftsbild haben. In den bisherigen beiden Ausschreibungsrunden in diesem Jahr entfielen 1,3 von 3,6 GW der Zuschlagsmenge auf Gebote von Anlagen über 20 MW. Bei der stark überzeichneten Ausschreibungsrunde zum 1. Juli 2023 entfiel sogar knapp die Hälfte der Zuschlagsmenge auf Anlagen über 20 MW. Ohne eine gesetzliche Änderung würde die maximale Gebotsgröße zum 01.01.2024 wieder auf nur 20 MW absinken.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die maximale Gebotsgröße bei Ausschreibungen des 1. Segments in § 37 Abs. 3 EEG sollte im Rahmen des Gesetzentwurfs dauerhaft von 20 auf 100 MW angehoben werden.

### **1.3.3 Innovationsausschreibung: zulässigen Gebotshöchstwert als Folgeänderung durch die Umstellung auf die gleitende Marktprämie erhöhen**

Die Marktprämie in der Innovationsausschreibung wurde mit dem EEG 2023 aus nachvollziehbaren Gründen von der fixen auf die gleitende Marktprämie umgestellt. Allerdings wurde ohne Begründung der zulässige Gebotshöchstwert nicht entsprechend heraufgesetzt, was allein zum Erhalt gleicher Förderchancen infolge der Systemumstellung erforderlich gewesen wäre. Dem Vernehmen nach handelte es sich bei diesem Versäumnis um einen technischen Fehler im Gesetzgebungsprozess. Bei der vorherigen fixen Marktprämie kann durch den Stromverkauf ein Erlös zusätzlich zur fixen (festen) Marktprämie erzielt werden. Bei der gleitenden Marktprämie hingegen werden die Erlöse an der Strombörse bei der gewährten Marktprämie angerechnet.

Die damit verbundene politisch vermutlich ungewollte Kürzung der maximal zulässigen Förderhöhe hat bereits zur Folge, dass Innovationsausschreibungen teils deutlich unterzeichnet waren. Als Folge dieser Schlechterstellung war die Ausschreibungsrunde zum 1. Dezember 2023 mit nur einem Gebot bei einem Ausschreibungsvolumen von 400 MW bereits erwartungsgemäß dramatisch unterzeichnet. Auch die jüngste Ausschreibungsrunde am 1. Mai 2023 war trotz der Erhöhung der Höchstwerte durch eine Festlegung der BNetzA zur Kompensation von Kostensteigerungen mit nur drei Geboten drastisch unterzeichnet. Die erfolgte Anhebung der Höchstwerte kompensiert weder die indirekte Vergütungskürzung durch die Umstellung der Marktprämie noch die steigenden Projektkosten.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der Höchstwert für die Innovationsausschreibung sollte als Folge der Umstellung der Marktprämie auf **14,375 ct/kWh angehoben werden**, um die geforderten Anlagenkombinationen (z. B. PV-Speicher-Anlagen) weiterhin verlässlich realisieren zu können. Mit einem Höchstwert von nur 7,5 ct/kWh liegt dieser aktuell nur noch knapp oberhalb des zulässigen Höchstwerts der letzten PV-Ausschreibung des 1. Segments von 7,37 ct/kWh (siehe Abschnitt 1.3.1), obwohl ein zusätzlicher Batteriespeicher installiert werden muss. Der vorgeschlagene Wert von 14,375 ct/kWh bezieht sich mit Blick auf die älteren überzeichneten Ausschreibungen auf den bisherigen Höchstwert der festen Marktprämie von 7,5 ct/kWh zzgl. eines

angenommenen Marktwerts von ca. 4 ct/kWh (Vorkrisenniveau) zzgl. einer Anhebung des Höchstwerts um 25 % im Kontext von gestiegenen System- und Finanzierungskosten (max. Höhe der Festlegungskompetenz der BNetzA).

### **1.3.4 Gebotstermine der Ausschreibungen des 1. Segments auf vier erhöhen**

Im EEG sind bisher drei Gebotstermine pro Jahr für die Ausschreibung von PV-Anlagen des 1. Segments vorgesehen, die zum 1. März, 1. Juli und 1. Dezember stattfinden. Gleichzeitig wurde mit dem EEG 2023 das Ausschreibungsvolumen auf bis zu 9.900 MW pro Jahr deutlich erhöht. Der Anhebung der Ausschreibungsmengen folgt damit im EEG 2023 keine Anhebung der Anzahl der Gebotstermine. Die Ausschreibungsmenge wird damit auf bis zu 3.300 MW pro Ausschreibungsrunde steigen.

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Für eine bessere Verteilung der Ausschreibungsmengen über das Jahr und eine Verringerung der Ausschreibungsmenge pro Gebot sollte die Anzahl der Gebotstermine für PV-Anlagen des 1. Segments zeitnah von drei auf vier Runden angehoben werden.

### **1.3.5 Verlängerung Realisierungsfrist in § 37d EEG**

Die Realisierungsfrist für PV-Freiflächenanlagen beträgt nach § 37d EEG 2023 für Solaranlagen des 1. Segments 24 Monate. In den letzten drei Jahren kam es u. a. aufgrund der Corona-Pandemie und aufgrund von Lieferschwierigkeiten zu verschiedenen unverschuldeten Verzögerungen bei der Realisierung dieser Anlagen. PV-Freiflächenprojekte sind auch weiterhin von teilweise sehr langen Lieferzeiten betroffen, welche die Inbetriebnahme von Projekten unverschuldet verzögern.

Der Gesetzentwurf sieht nun in § 36e EEG (GE) eine Anhebung der Realisierungsfristen für Wind-an-Land-Projekte von 30 auf 33 Monate vor. Eine Anpassung der Realisierungsfristen für PV-Projekte des 1. Segments fehlt jedoch.

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Die Realisierungsfristen nach § 37d EEG 2023 sollten mit Blick auf die teils langen Lieferzeiten für PV-Anlagen des 1. Segments von aktuell 24 Monaten auf 30 Monate angehoben werden. Parallel dazu sollte auch der Zeitpunkt, ab dem eine Pönalisierung der Höhe des Zuschlagswertes in Höhe von 0,3 ct/kWh erfolgt, von aktuell 18 auf 24 Monate verschoben werden. Zudem sollte für eine schnellere Reaktionsmöglichkeit im Falle unvorhersehbarer und unverschuldeter Verzögerungen eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden, die es dem BMWK erlaubt, die Realisierungsfristen kurzfristig und situationsabhängig eigenständig zu verlängern. Dafür sollte in einem neuen § 88g EEG folgende Verordnungsermächtigung geschaffen werden:

*„Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates für Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird, die Fristen nach § 36e Absatz 1, § 37d, § 39e Absatz 1, § 39g Absatz 2, § 54 Absatz 1 und § 55 sowie die Zeitpunkte des jeweiligen Beginns des Zahlungsanspruchs nach § 36i oder § 39h Absatz 1 in Sonderfällen zu verlängern, insbesondere wenn unter Berücksichtigung von Ereignissen allgemeiner Natur, an denen die Bieter:innen keine Schuld trifft, eine Verlängerung sich als zweckmäßig erweist.“*

### **1.3.6 Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG streichen**

PV-Freiflächenanlagen werden nach § 24 Abs. 2 EEG zusammengefasst, wenn diese innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Monaten in einem Abstand von 2 Kilometer Luftlinie in Betrieb genommen wurden. Projektierer stehen in der Praxis regelmäßig vor der Herausforderung, bereits im Planungsverlauf wissen zu müssen, wann und wo ein anderer Projektierer eine PV-Freiflächenanlage in der gleichen Gemeinde plant und baut. Falls ein anderes Projekt schneller realisiert wird als das eigene (z. B. als baurechtlich privilegierte Anlage), kann dies durch die Anlagenzusammenfassung das Projekt verhindern oder zeitlich verzögern. Der geplante Zubau setzt eine wachsende Zunahme an PV-Freiflächenanlagen verschiedener Größenordnungen voraus.

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Der aktuelle § 24 Abs. 2 EEG führt zu Risiken in der Projektierung von PV-Freiflächenanlagen und verzögert den notwendigen Zubau. Der Absatz 2 wird auch nicht benötigt, da bereits der Absatz 1 klare Kriterien beinhaltet, die eine Umgehung der Ausschreibungspflicht verhindern, und sollte deshalb gestrichen werden.

### **1.3.7 Ausbaudeckel für Solarausschreibungen abschaffen – Zubauziele erreichen**

Die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten Segments werden nach § 28a Abs. 3 Nr. 2 EEG durch umfangreiche Abzugsmengen reduziert. So wird der gesamte außerhalb der Ausschreibung des 1. Segments realisierte Solarpark-Zubau von diesem Auktionsvolumen abgezogen. Dazu gehören u. a. der vorjährige Zubau kleiner PV-Freiflächenprojekte unter 1 MW, förderfrei errichtete PPA-Anlagen sowie im EU-Ausland bezuschlagte PV-Projekte mit Standort in Deutschland. Des Weiteren werden die Zuschläge des Vorjahrs aus dem Bereich der Innovationsausschreibung (§ 39n EEG) sowie innovative Konzepte (§ 39o EEG) abgezogen. Eine parallele Regelung findet sich in § 28b Abs. 3 Nr. 2 EEG für Anlagen des zweiten Segments.

Im EEG besteht damit faktisch eine Deckelung des maximal möglichen Zubaus von Freiflächenanlagen sowie großen Gewerbedächern. Das Ziel der Bundesregierung ist, eine installierte Leistung von 400 GW im Jahr 2040 zu erreichen. Eine Deckelung des jährlichen Zubaus, inklusive der nicht geförderten PPA-Anlagen, steht im Widerspruch zu dem Willen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien möglichst schnell zu steigern, um den Kohleausstieg vorziehen zu können bzw. die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die § 28a Abs. 3 Nr. 2 EEG und § 28b Abs. 3 Nr. 2 EEG sollten ersatzlos gestrichen werden.

### **1.4 Hochlauf neuer Marktsegmente beschleunigen (besondere Anlagen)**

Die neuen PV-Marktsegmente innerhalb der „besonderen Solaranlagen“ bieten die Möglichkeit, Mehrfachnutzungen und Synergieeffekte zu nutzen. Dazu gehört die Nutzung vorhandener versiegelter Flächen durch die Parkplatz-PV, die flächensparende Nutzung von Floating-PV auf künstlichen Gewässern, die Wiedervernässung von Mooren im Rahmen der Moor-PV, aber insbesondere auch die Doppelnutzung von Agrarflächen für die gleichzeitige Solarstromernte mittels sogenannter Agri-PV. Diese Marktsegmente können einen Beitrag zur Verringerung der Flächenkonkurrenz im Kontext der Energiewende leisten, wenn die entscheidenden Hindernisse abgeschafft werden.

#### **1.4.1 Eigene Ausschreibungssegmente für besondere Solaranlagen schaffen**

Die Bundesregierung schlägt in § 37 d GE eine vollständige Neustrukturierung der Förderung von benachteiligten Gebieten vor. Der bisherige Agri-PV-Bonus soll abgeschafft und durch ein gesondertes Untersegment für besondere Solaranlagen (Agri-PV, Floating-PV, Parkplatz-PV, Moor-PV) ersetzt werden. Das Marktsegment soll mit 500 MW in 2024 starten und jährlich aufwachsend auf bis 3.000 MW in 2029 ansteigen. Der Gesetzentwurf sieht dabei in § 37d ein gestuftes Zuschlagsverfahren vor, wonach zuerst Parkplatz-PV-Anlagen bezuschlagt werden und erst danach die anderen besonderen Solaranlagen. Falls die Ausschreibungsmenge nicht vollständig genutzt wird, kann diese für die „klassischen“ Freiflächenanlagen des 1. Segments genutzt werden.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die geplante Einführung eines gesonderten Untersegments für besondere Solaranlagen wird von der Solarwirtschaft begrüßt. Denn die Solarstromerzeugung mittels innovativer Marktsegmente führt erfahrungsgemäß zu nennenswerten, konstruktiv bedingten Mehrkosten, die mit dem im EEG 2023 eingeführten Agri-PV-Bonus bisher nicht ausreichend abgebildet sind, weshalb keine ausreichenden Investitionsimpulse in diesem neuen innovativen Marktsegment erzielen werden konnten. Zudem umfasste die bisherige Regelung nur hoch aufgeständerte Agri-PV sowie im geringen Umfang Moor-PV. Es ist richtig, dass dies nun ausgeweitet und u. a. auch auf Parkplatz-PV-Anlagen und Floating-PV ausgeweitet werden soll.

Der vorgesehene Höchstwert von 9,5 ct/kWh liegt jedoch nur ca. 2 ct/kWh oberhalb des Höchstwerts für „klassische“ PV-Anlagen im 1. Segment. Für die Hochlaufphase der einzelnen Marktsegmente sollte dieser

jedoch mindestens 10,5 Cent je Kilowattstunde betragen. Die ab 2025 vorgesehene Berechnung spezifischer Höchstwerte pro Ausschreibungsrunde auf Grundlage der Zuschläge aus den vorherigen Ausschreibungsrunden reicht aus, um den Höchstwert in den Folgejahren anhand der Marktentwicklung zu flexibilisieren.

Die Einführung eines Bonus für besondere Solaranlagen unter 1 MW ist zu begrüßen und schließt die bisherige Förderlücke für innovative kleine Anlagen. Insbesondere bei der Parkplatz-PV ist davon auszugehen, dass eine Vielzahl der Anlagen aufgrund der Größe von Parkplätzen kleiner als 1 MW sein werden.

### 1.4.2 Einführung eines Bonus für extensive Agri-PV (§ 38b GE)

Der vorliegende Gesetzentwurf sieht in § 38b die Einführung eines Bonus in Höhe von 0,3 ct/kWh für Agri-PV-Anlagen vor, wenn die landwirtschaftliche Fläche der Agri-PV-Anlagen extensiv genutzt wird. Der Entwurf sieht eine detaillierte Anforderungsliste vor, u. a. eine maximale Reduktion der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche um 15 Prozent, eine lichte Höhe von 0,8 m bei ausschließlich senkrechten Agri-PV, ansonsten 2,1 m, eine Unterschreitung des Düngedarfs um 20 Prozent, ein Verzicht auf Herbizide sowie die Nutzung von mindestens 5 Prozent der Gesamtfläche für Blühstreifen (auf Acker- und Dauerkulturflächen) bzw. Altgrasstreifen (auf Grünlandflächen). Die Anforderungen müssen jährlich eingehalten und alle drei Jahre durch einen Gutachter nachgewiesen werden. Eine Änderung der technischen und ökologischen Anforderungen soll durch eine Verordnungsermächtigung sichergestellt werden.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Eine Extensivierung der Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen von Agri-PV-Anlagen ist aus Biodiversitätsgründen sinnvoll. Der Gesetzentwurf legt bereits relativ detaillierte Anforderungen für eine extensive landwirtschaftliche Nutzung gesetzlich fest. Einige Vorgaben können von den Projektierern durch die bauliche Gestaltung der Anlage erfüllt werden (begrenzte Reduktion der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, lichte Höhe). Im Gegensatz zu klassischen PV-Freiflächenanlagen ist jedoch nicht der Projektierer, sondern der jeweilige Landwirt bzw. die jeweilige Landwirtin für die Nutzung der Fläche zuständig. Ob die vorgeschlagenen Anforderungen bezüglich der Landnutzung (Düngerverbrauch, Blüh- bzw. Altgrasstreifen) praxisnah in der Landwirtschaft umgesetzt werden können und ob der Bonus von 0,3 ct/kWh ausreichend ist, um etwaige Mindererträge ausgleichen zu können, benötigt eine weitere Abstimmung mit der Landwirtschaft und kann noch nicht abschließend beantwortet werden.

### 1.4.3 Biodiversitäts-PV definieren

Die Biodiversitätskrise bedroht parallel zur Klimakrise unsere Lebensgrundlagen. Maßnahmen zum Schutz der Biodiversität und zur Reduktion des Artensterbens sind deshalb grundsätzlich zu begrüßen. Der BSW hat deshalb bereits Mitte der 2000er Jahre mit dem NABU ein gemeinsames Positionspapier für eine naturverträgliche Ausgestaltung von PV-Freiflächenanlagen erstellt. Die aktuelle Version des [gemeinsamen](#)



[Papiers](#) geht dabei auf zahlreiche Anforderungen ein, die für eine naturverträgliche Ausgestaltung beachtet werden sollten. Der vorliegende Gesetzentwurf sieht nun eine Verordnungsermächtigung vor, mit der das BMWK unter Zustimmung des Umwelt- und des Landwirtschaftsministeriums bis Ende März 2024 Anforderungen für Biodiversitätssolarparks bezüglich geeigneter Flächen, ökologischer und technischer Anforderungen, die Umsetzung naturschutzfachlicher Eingriffsregelungen sowie eine „angemessene“ Erhöhung der anzulegenden Werte festlegen soll.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der Bundesverband Solarwirtschaft begrüßt die Intention des Gesetzgebers, Biodiversität zu stärken. Es ist dabei richtig, die konkreten Anforderungen im Rahmen einer gesonderten Verordnung festzulegen. Denn die Anforderungen können sich je nach lokalen Gegebenheiten zwischen Solarparks unterscheiden und müssen gut abgewogen werden. Während in einem Fall ein Abstand zwischen Zaun und Boden sinnvoll sein kann, um eine Durchlässigkeit für Kleintiere zu ermöglichen, kann es in einem anderen Fall naturschutzfachlich sinnvoll sein, den Zaun ohne Bodenabstand zu installieren, z. B. um Bodenbrüter innerhalb der PV-Freiflächenanlage vor Raubtieren zu schützen. Der BSW empfiehlt, sich bei der Ausgestaltung der Kriterien an dem bestehenden gemeinsamen Kriterienkatalog von BSW und NABU zu orientieren.

Bei der Flächenausweisung sollte zudem geprüft werden, inwieweit die im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) ab dem nächsten Jahr dauerhaft stillzulegende Fläche von vier Prozent der Ackerfläche für Biodiversitäts-PV genutzt werden kann.

### **1.4.4 Floating-PV: Hemmnisse in § 36 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetz abschaffen**

Mit dem im letzten Jahr beschlossenen Osterpaket wurden in § 36 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetz ohne wissenschaftliche Grundlage unverhältnismäßige Flächenbeschränkungen für schwimmende PV-Anlagen eingeführt, die dazu führen, dass ein Großteil der Potenziale von Floating-PV nicht gehoben werden kann. So muss der Uferabstand von Floating-PV-Anlagen auf künstlichen oder erheblich veränderten Gewässern mindestens 40 m betragen. Zudem darf die Anlage max. 15 Prozent der Gewässeroberfläche bedecken. Ein Großteil der potenziellen künstlichen Gewässer (z. B. Kiesgruben) ist flächenmäßig begrenzt, sodass bei einem Uferabstand von mind. 40 m eine Floating-PV-Anlage i. d. R. nicht sinnvoll realisierbar ist. Zudem wird die mögliche Anlagengröße durch die Begrenzung auf 15 % der Gewässeroberfläche zusätzlich unverhältnismäßig stark begrenzt.

Dies hat auch das BMWK in der PV-Strategie erkannt und empfiehlt eine Nachjustierung der Anforderungen im Wasserhaushaltsgesetz.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die unverhältnismäßigen Flächenbegrenzungen in § 36 Abs. 3 Nr. 2 Wasserhaushaltsgesetz sollten komplett gestrichen werden. Mögliche Umweltauswirkungen geplanter Floating-PV-Anlagen werden bereits im Rahmen des Genehmigungsprozesses hinreichend betrachtet und Genehmigungen mit den aus naturschutz- oder wasserhaushaltsrechtlicher Sicht erforderlichen Auflagen versehen.

### 1.4.5 Bonus für besondere Solaranlagen unter 1 MW einführen (§ 48 EEG)

Besondere Solaranlagen unter einem Megawatt erhalten nach § 48 EEG 2023 den gleichen anzulegenden Wert wie eine klassische kleine PV-Freiflächenanlage in Höhe von 7 ct/kWh. Denn der bisherige Agri-PV-Bonus in § 38b EEG gilt bisher nur für hoch aufgeständerte Agri-PV-Anlagen, die an Ausschreibungen teilgenommen haben. Auch andere besondere Solaranlagen unter 1 MW erhalten bisher trotz Mehrkosten keine höhere Vergütung. Der Gesetzentwurf sieht nun die Einführung eines Bonus für besondere Solaranlagen unter 1 MW vor.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die Einführung eines Bonus für besondere Solaranlagen unter 1 MW ist zu begrüßen und schließt die bisherige Förderlücke für innovative kleine Anlagen. Insbesondere bei der Parkplatz-PV ist davon auszugehen, dass eine Vielzahl der Anlagen aufgrund der Größe von Parkplätzen kleiner als 1 MW sein werden.

### 1.5 Weitere Themen zum schnelleren Ausbau von PV-Freiflächenanlagen

Zur Beschleunigung des Ausbaus von PV-Freiflächenanlagen auf das politisch gesetzte Ziel von knapp 10 GW pro Jahr sind neben den oben genannten Themen für das „Solarpaket I“ weitere gesetzliche Maßnahmen notwendig, u. a.:

#### Beschleunigung der baurechtlichen Genehmigungsverfahren

Die Dauer und Komplexität von Genehmigungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen stellen zunehmend ein Hemmnis für den notwendigen Hochlauf des Ausbaus ebenerdig errichteter Solarparks dar. Die Einführung klarer und einheitlicher Genehmigungskriterien sowie Fristen für das Genehmigungsverfahren stellen wichtige Maßnahmen für eine Verfahrensbeschleunigung dar. Zudem sollte in Abstimmung mit den Bundesländern eine stärkere Koordinierung bei der Einschränkung von Photovoltaik in den Regionalplänen erfolgen. So stehen in einigen Regionalplänen teilweise weiterhin (mittlerweile veraltete) EEG-Flächenkulissen als Grundsätze der Raumordnung oder werden PV-Freiflächenanlagen durch Vorranggebiete für andere Nutzungen (Landwirtschaft, Windenergie) erschwert (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

#### Baurechtliche Privilegierung von kleinen PV-Anlagen und Agri-PV-Anlagen

Zudem sollte die baurechtliche Privilegierung auf kleine PV-Anlagen bis 1 MW, auf Agri-PV-Anlagen unabhängig von der Anlagengröße sowie auf solarthermische Heizkraftwerke ausgeweitet werden. Eine generelle baurechtliche Privilegierung von PV-Freiflächenanlagen ist dahingegen aus Sicht der Solarwirtschaft nicht zielführend. Wenn allein kleine PV-Freiflächenanlagen bis 1 MW eine baurechtliche Privilegierung nach § 35 BauGB erhalten würden, ließen sich nach Schätzungen des BSW in den kommenden drei

bis vier Jahren nahezu 10 Gigawatt an zusätzlicher PV-Leistung bei landwirtschaftlichen Investor:innen in Hofnähe mobilisieren, auf Flächen, die andernfalls weitgehend ungenutzt bleiben würden. Ob dieses Potenzial durch die kürzlich erfolgte Verknüpfung der Privilegierung mit der Agri-PV-Eigenschaft genutzt werden kann, erscheint dahingegen fraglich, allein schon, da die Freiflächen in Hofnähe häufig zuvor nicht landwirtschaftlich genutzt wurden und sich dafür auch nicht eignen (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### Erbschaftssteuer für landwirtschaftliche Flächen mit Solaranlage anpassen

Die Erbschaftssteuerliche Behandlung von Solaranlagen (Photovoltaik und Solarthermie) wird zunehmend zu einer Herausforderung bei der Suche nach geeigneten Flächen für neue Freiflächenanlagen. Denn mit einer Verpachtung der Fläche zur Nutzung einer Freiflächenanlage drohen den Verpächter:innen immense Erbschaftssteuerliche Risiken, die in keinem Verhältnis zu den Pachteinahmen stehen. Die Problematik liegt darin begründet, dass für landwirtschaftliche Flächen umfangreiche Befreiungs- und Verschonungsregeln im Erbschaftssteuerrecht eingeführt wurden, die bei der Nutzung der Fläche für Solaranlagen entfallen können. Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass bei Verpachtung von Flächen zur Erzeugung von Solarstrom oder Solarwärme diese Flächen weiterhin zum landwirtschaftlichen Betriebsvermögen gehören und Erbschaftssteuerrechtlich entsprechend als solche behandelt werden sollten (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### PV-Solarparks wie Windparks von Grundsteuerreform ausnehmen

Mit dem Gesetz zur Grundsteuerreform vom November 2019 werden landwirtschaftliche Flächen, die für Photovoltaikanlagen genutzt werden, anders bewertet. Der § 232 Abs. 4 Nr. 1 BewG versagt eine Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen. Die Folge ist, dass eine Freifläche mit Photovoltaikanlage mit der ungünstigeren Grundsteuer B belastet wird, statt der begünstigten Grundsteuer A. Die höhere Steuerbelastung verteuert Projekte oder macht sie unrentabel. Für den Sonderfall der Windkraftanlagen hat der Gesetzgeber mit § 233 Abs. 1 BewG eine sinnvolle Ausnahme geschaffen. Standortflächen, die von land- und forstwirtschaftlicher Fläche umgeben sind, gehören weiterhin zum entsprechenden Vermögen. Die Ausnahmeregelung für Windkraftanlagen sollte für Freiflächen-Photovoltaikanlagen entsprechend übernommen werden (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

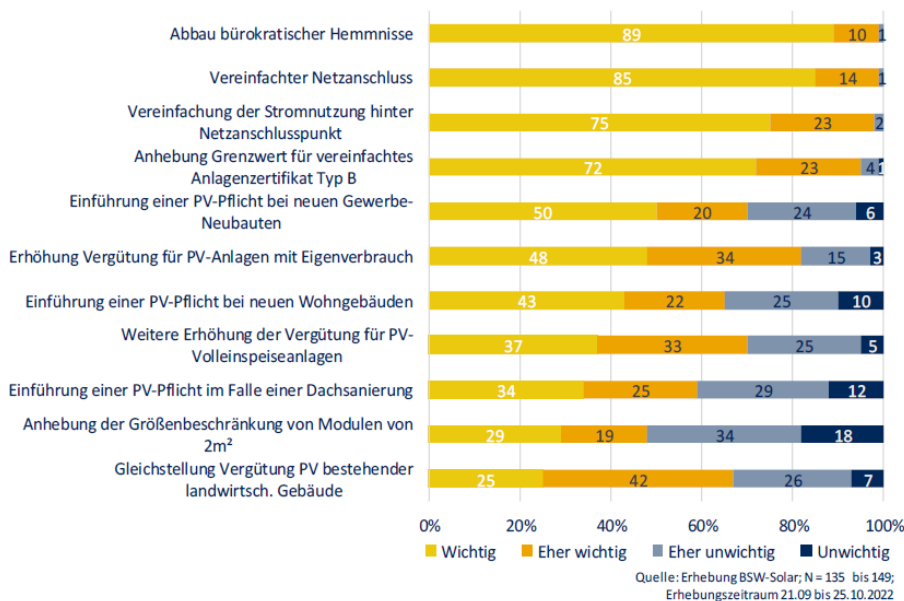
## 2. Gebäude-Photovoltaik und Prosuming voranbringen

PV-Anlagen auf Gebäuden und die Schaffung von Prosuming-Möglichkeiten stellen neben dem Ausbau ebenerdig errichteter Solarparks die bisherigen und auch künftig wichtigsten Treiber des PV-Ausbaus dar. Es ist dabei entscheidend, dass einerseits die Nutzung des erzeugten Sonnenstroms einfach und ohne Abgaben und Umlagen hinter dem Netzanschlusspunkt möglich ist und andererseits die netzseitigen und bauordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen günstig gestaltet werden. Mit attraktiven Rahmenbedingungen können (bisher ungenutzte) Dach- und Fassadenflächen für eine lastnahe Stromerzeugung genutzt werden und Bürger:innen und Unternehmen an der Energiewende partizipieren. Der PV-Ausbau sollte deshalb, wie im EEG 2023 bereits festgelegt, etwa zur Hälfte auf Gebäuden installiert werden.

Während im Bereich des Heimsegments im letzten Jahr einige Fortschritte in der Regulatorik erreicht werden konnten, fehlt es jedoch weiterhin an geeigneten Rahmenbedingungen für einen schnelleren PV-Ausbau bei den Gewerbedächern sowie für eine einfache Nutzung von vor Ort erzeugtem Solarstrom von Mieter:innen (privat und gewerblich) sowie von Eigentümer:innen. Hier muss im Rahmen des nun vorliegenden Gesetzentwurfs zügig nachgesteuert werden, damit ein stärkerer Solarstromzubau noch in dieser Legislaturperiode erzielt werden kann.

### BSW-Branchenbefragung unter Projektierern von PV-Gewerbedächern

Welche **politischen Maßnahmen** sehen Sie in den kommenden 12 Mon. zum **stärkeren PV-Ausbau auf Gewerbedächern** als vorrangig an?

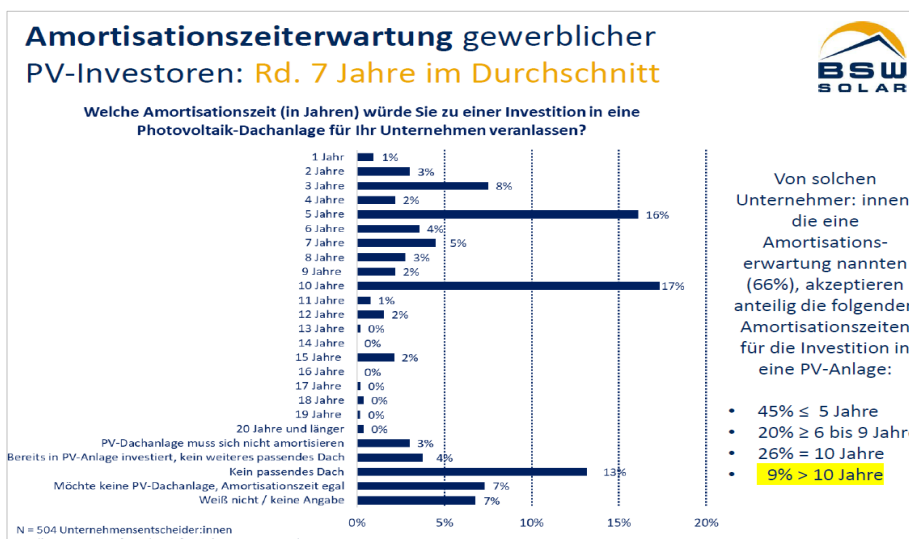


## 2.1 Anhebung der anzulegenden Werte für Anlagen bis 1 MW

Die deutliche Kostensteigerung bei den Arbeitskosten und bei Solarkomponenten hat in den letzten Jahren die Preise für schlüsselfertig installierte Solarstromanlagen deutlich ansteigen lassen. Dies geht u. a. aus dem Photovoltaik-Preisindex hervor, der vom BSW seit vielen Jahren in Zusammenarbeit mit EuPD Research erhoben wird. Zudem sind zusätzlich zu den gestiegenen Systempreisen auch die **Zinssätze zur Finanzierung von Solaranlagen explodiert**. So stieg der EZB-Leitzins seit Mitte 2022 von 0 auf 4,5 Prozentpunkte. Der Zinssatz für das KfW-Kreditprogramm 270 stieg seit Mitte 2021 von 1,13 auf 5,34 Prozent an (Beispiel: Bonität C). **Bei einer Änderung des Zinssatzes um einen Prozentpunkt ist zum reinen Ausgleich der zusätzlichen Finanzierungskosten eine Anpassung des anzulegenden Wertes um ca. 0,5 ct/kWh bei mittelgroßen Gewerbedächern notwendig.** Zudem führt der absehbare Anstieg der Stunden mit negativen Preisen und die Verschärfung der Regelung bei negativen Preisen im EEG 2023 (Entfall der Marktprämie, ab 400 kWp, § 51 EEG) bei größeren Anlagen zu weiteren Preisrisiken, die eingepreist werden müssen.

Insbesondere bei gewerblichen Investoren trug die Kostenentwicklung im vergangenen Jahr maßgeblich zur Investitionszurückhaltung bei. Die 2022 auf Gewerbedächern neu installierte PV-Leistung stagnierte auf sehr niedrigem Niveau und war bei mittelgroßen PV-Dächern sogar weiter rückläufig.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat bereits Ende letzten Jahres erkannt, dass im Rahmen der Anpassung der anzulegenden Werte im EEG 2023 diese Kostensteigerungen bei Kapital, Arbeit und Komponenten nicht hinreichend abgebildet wurden. Gesetzliche Anpassungen sind aber bisher ausgeblieben. **Damit besteht insbesondere bei Firmendächern mit eingeschränkter Möglichkeit zum solaren Eigenverbrauch weiterhin ein dringender Handlungsbedarf, die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte derart anzuheben**, dass den Amortisationserwartungen der wichtigen Zielgruppe gewerblicher Investoren entsprochen wird. Andernfalls wird die gewünschte Vervielfachung der PV-Investitionen in diesem wichtigen Marktsegment weiter ausbleiben. Der BSW hat dazu in Industrie und Gewerbe Ende letzten Jahres eine Repräsentativbefragung bei Unternehmensentscheider:innen durchgeführt:



Zwar hat sich in diesem Jahr die PV-Nachfrage bei gewerblichen Investoren etwas belebt. Aufgrund der zu niedrigen Fördersätze für ins öffentliche Netz eingespeisten Solarstrom werden jedoch zumeist nur PV-Systeme mit sehr hohen Eigenverbrauchsquoten errichtet oder Anlagenleistungen bewusst kleine ausgelegt, um diese zu ermöglichen. **Um die jährlichen PV-Ausbauziele von 22 GW ab dem Jahr 2026 zu erreichen, muss die jährlich installierte PV-Leistung auf Firmendächern nach BSW-Einschätzung mindestens verdreifacht werden (vgl. auch Grafik in der Zusammenfassung).**

### → BSW-EMPFEHLUNG

Obwohl das BMWK die überfällige Anhebung der Vergütungssätze für Anlagen bis 1 MW bereits Ende letzten Jahres erkannt hat, fehlt dieser für den Ausbau des Marktsegments der Gewerbedächer erfolgskritische Punkt in dem bisherigen Gesetzentwurf. Die Anhebung der Vergütungssätze für Anlagen bis 1 MW sollte insbesondere für das weit hinter den Erwartungen liegende Marktsegment der Gewerbedächer in das Solarpaket I aufgenommen werden und zeitnah derart erfolgen, dass sich Investitionen auch im Falle geringfügigen solaren Eigenverbrauchs spätestens nach 10 Jahren amortisieren.

Der aktuelle anzulegende Wert für die 40.-1000. kWp einer Anlage liegt mit aktuell 6,2 ct/kWh sogar deutlich unterhalb der Ausschreibungsergebnisse für große Multi-Megawatt-Anlagen, obwohl Multi-Megawatt-Anlagen durch Skaleneffekte in der Regel günstiger realisiert werden können. So wurde bei der Juni-Ausschreibungsrunde für Gebäude-PV-Anlagen ein durchschnittlicher Zuschlagswert von 10,18 ct/kWh erzielt.

Jüngste Berechnungen des BSW anhand einer 250-kWp-Dachanlage mit 25 Prozent Eigenverbrauch zeigen, dass alleine zum Ausgleich des Anstiegs bei den System- und Kapitalkosten eine Anhebung des anzulegenden Wertes in dieser Vergütungsstufe von aktuell 6,2 ct/kWh auf 8,7 ct/kWh notwendig ist. Um die Investitionserwartung von gewerblichen Unternehmen von einer maximalen Amortisationszeit von 10 Jahren zu erfüllen, ist sogar eine Anhebung des anzulegenden Werts von 6,2 auf 12,8 ct/kWh notwendig:

Vergütungsstufe	EEG 2023	Ausgleich Zins- und Systemkosten	Amortisationszeit von 10 Jahren
40–1.000 kWp	6,2 ct/kWh	8,70 ct/kWh <sup>1</sup>	12,8 ct/kWh <sup>2</sup>
Vergleich: Durchschnittlicher Zuschlagswert der Juni-Ausschreibung des 2. Segments			
> 1.000 kWp	10,18 ct/kWh		

<sup>1,2</sup> Der anlagespezifische anzulegende Wert ergibt sich aus dem Mischsatz inklusive Berücksichtigung der höheren anzulegenden Werte in den vorgelagerten Vergütungsstufen (0–10 kWp, 10–40 kWp). In dieser Rechnung wird eine parallele Anhebung der anzulegenden Werte der vorgelagerten Vergütungsstufen um respektive + 2,5 ct/kWh (Ausgleich) bzw. + 6,6 ct/kWh (Amortisationszeit) angenommen.



## 2.2 Prosuming in Mehrparteiengebäuden durch gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG, GE)

Wer Solarstrom innerhalb einer Kundenanlage in einem Gebäude erzeugt und mit anderen Nutzern teilt, ob in Mehrfamilienhäusern, Wohneigentumsgemeinschaften, als Vermieter, als Eigentümer oder in anderen Konstellationen, sollte rechtlich nicht wie ein Energieversorger behandelt werden. Es handelt sich hier um eine erweiterte, gemeinsame Eigenversorgung hinter dem Netzanschlusspunkt, bei der diese Auflage unverhältnismäßig ist. Die Lieferantenpflichten eines Energieversorgers überfordern in aller Regel motivierte und investitionsbereite Immobilienbesitzer:innen und stellen somit ein Hemmnis für ein großes und schnell erschließbares Photovoltaik-Potenzial dar.

Das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung schafft ein neues Versorgungskonzept als Alternative zum Mieterstrom, gerade für kleine Mehrparteienhäuser. Der grundsätzliche Ansatz, nach dem Anlagenbetreiber unter gewissen Voraussetzungen weitgehend von den Lieferantenpflichten befreit werden, wenn der Strom innerhalb einer Gebäudeanlage geliefert wird, ist sehr zu begrüßen. **Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung kann als weiteres Konzept der Vor-Ort-Versorgung mit Photovoltaik einen Beitrag dazu leisten, das große Potential für Gebäudeanlagen zu heben.**

Es besteht allerdings noch dringender Klärungsbedarf zur genauen Ausgestaltung des Konzeptes. Insbesondere besteht das Risiko, dass durch die aktuelle Formulierung des Gesetzentwurfs Unklarheit darüber entsteht, ob die Regelung auch andere, seit Langem erprobte Modelle der Vor-Ort-Versorgung erfasst wie bspw. den Einschluss der Stromkosten in die Miete bei Hotels, Wohnheimen und Ferienwohnungen oder die Vermietung von PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern. Die beispielhaft genannten Modelle sehen eine anteilige oder vollständige Nutzung von Strom aus den auf dem Grundstück befindlichen Stromerzeugungsanlagen durch Letztverbraucher vor Ort vor. Diese bereits bestehenden Modelle sollten durch die Regelungen zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nicht beeinträchtigt werden.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW versteht die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung als zusätzliches Modell und Angebot zur Vor-Ort-Versorgung mit Solarenergie. **Im Gesetzentwurf sollte unmissverständlich klargestellt werden, dass sich die geplanten Regelungen in § 42b EnWG ausschließlich auf die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung beziehen und andere Vor-Ort-Versorgungskonzepte nicht berühren.** Durch eine ausdrückliche Anmeldung als Gebäudestromanlage beim Netzbetreiber, könnte diese Klarstellung unkompliziert im Zuge der gängigen Anlagenanmeldung realisiert werden. Zudem ist dringend klarzustellen, dass der von der Gebäudestromanlage erzeugte Strom vor dem Verbrauch **auch zwischengespeichert werden darf und sonstige Nutzer, die keine Mieter sind (bspw. Pächter), von der Regelung miterfasst werden.** Weiterhin sollte die Anwendungsmöglichkeit auf Nebenanlagen des Gebäudes ausgeweitet werden, damit bspw. Solaranlagen auf Garagen nicht von dem Konzept ausgeschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund sollten die § 3 Nummer 20a EnWG und § 42b EnWG wie folgt neu gefasst werden (Änderungsempfehlungen des BSW im Fettdruck):



§ 3 Nummer 20a EnWG:

*Gebäudestromanlage eine Erzeugungsanlage, die in, an oder auf einem Gebäude oder Nebenanlagen eines Gebäudes installiert ist und aus solarer Strahlungsenergie elektrische Energie erzeugt,*

§ 3 Nummer 20b EnWG:

*Gebäudestrom Strom aus einer Gebäudestromanlage oder von einer Energiespeicheranlage zwischengespeicherter Strom aus einer Gebäudestromanlage, wenn die Energiespeicheranlage in, an oder auf demselben Gebäude oder Nebenanlagen desselben Gebäudes installiert ist wie die Gebäudestromanlage,*

§ 42b EnWG:

*(1) Bei der Nutzung von Gebäudestrom durch Letztverbraucher gelten die Absätze 3 bis 6, wenn*

- 1. die Nutzung ohne Durchleitung durch ein Netz und innerhalb desselben Gebäudes erfolgt, in, an oder auf dem oder in, an oder auf dessen Nebenanlagen die Gebäudestromanlage installiert ist,*
- 2. die Strombezugsmengen des Letztverbrauchers viertelstündlich gemessen werden,*
- 3. der Betreiber der Gebäudestromanlage mit dem Letztverbraucher einen Gebäudestromnutzungsvertrag nach Maßgabe des Absatz 2 geschlossen hat (teilnehmende Letztverbraucher) und*
- 4. die Gebäudestromanlage bei dem zuständigen Verteilernetzbetreiber als Gebäudestromanlage anmeldet.*

*(2) [unverändert]*

*(3) [unverändert]*

*(4) Auf einen Gebäudestromnutzungsvertrag und die Lieferung von Gebäudestrom sind*

- 1. die §§ 40, 41 Absatz 1 bis 4 und 6 und 7, 42 Absatz 1 nicht anzuwenden,*
- 2. die §§ 40a und 40b Absatz 1 bis 4 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass dem teilnehmenden Letztverbraucher abweichend von § 40b Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 keine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung angeboten werden muss, und*
- 3. ist § 42a Absatz 2 und 3 mit Ausnahme von § 42a Absatz 2 Satz 4 und 6 entsprechend anzuwenden.*

*(5) [unverändert]*

*(6) [unverändert]*

*(7) § 21 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist auf Gebäudestrom nicht anzuwenden. Im Übrigen bleiben die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unberührt.*

Zu den Vertragsbestimmungen wird auf Absatz 3 des §42a (Mieterstrom) verwiesen. Die dortigen Regelungen zielen auf den Verbraucherschutz ab und schränken die Vertragsfreiheit mit gewerblichen Nutzern unnötig ein. Wir schlagen deshalb vor, den §42a wie folgt zu ändern:

*In Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „die andere Vertragspartei“ durch „einen Verbraucher“ und „ein Jahr“ durch die Wörter „zwei Jahre“ ersetzt.*

(Hinweis: Die Änderung von einem auf zwei Jahren ist bereits im Regierungsentwurf enthalten und wurde hier der Vollständigkeit halber übernommen.)

### **2.3 Bagatellgrenze der Direktvermarktungspflicht anstatt einer unentgeltlichen Abnahme nach § 21 EEG (GE) einführen**

PV-Anlagen mit einer Leistung oberhalb von 100 kWp müssen den ins Netz eingespeisten, geförderten Solarstrom verpflichtend direktvermarkten. Die Direktvermarktung erfordert zusätzliche Technik und verursacht erhebliche Vermarktungskosten, die zudem derzeit aus mehreren Gründen erheblich steigen. Bei PV-Anlagen mit hoher Eigenverbrauchsquote und geringer Einspeisung von Überschussstrom sind deshalb die Vermarktungskosten meist höher als die Erlöse. Zudem drohen hohe Sanktionszahlungen, falls Anlagenbetreiber der Direktvermarktungspflicht nicht nachkommen.

Durch die Einführung der unentgeltlichen Abnahme in § 21 EEG (GE) wird vom BMWK im Gesetzentwurf versucht, dieses Problem zu adressieren. Die vorgeschlagene Neuregelung ist jedoch unzureichend. So kann sie zwar für einige Anlagenkonstellationen zu Vereinfachungen führen, für die meisten Anlagen besteht das Problem jedoch weiterhin. Denn die Neuregelung erfasst nur Anlagen bis 200 kWp (bis 2026 Anlagen bis 400 kWp). Allerdings treten hohe Eigenverbrauchsquoten auch bei größeren Anlagen auf, die trotz niedriger Netzeinspeisung weiterhin zur Direktvermarktung gezwungen würden. Den Extremfall stellen hier Nulleinspeiseanlagen dar, die nachweislich keinen Strom in das Netz einspeisen und trotzdem alle zusätzlichen Kosten und den Aufwand der Direktvermarktung tragen müssen.

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Um das Problem der Direktvermarktungspflicht bei hohen Eigenverbräuchen und niedriger Netzeinspeisung vollständig zu lösen, braucht es eine Regelung, die auch für Anlagen über 200 kW eine Möglichkeit schafft, von den Pflichten der Direktvermarktung befreit zu werden. Weiterhin ist eine klarstellende Regelung wichtig, nach der Nulleinspeiseanlagen – unabhängig von der Größe der Anlage – von der Pflicht zur Direktvermarktung befreit werden. Nulleinspeiseanlagen können auch Anlagen im Megawattbereich sein, bspw. auf Industrieanlagen oder Krankenhäusern. Diese Anlagen speisen nachweislich keinen Strom in das öffentliche Netz ein, weshalb eine aufwändige und kostenverursachende Pflicht zur Direktvermarktung nicht zielführend ist.

### **2.4 Landwirtschaftliche Gebäude stärker in den Solarausbau integrieren (§ 48 Abs. 3 EEG)**

Im Außenbereich erhalten Solarstromanlagen auf Gebäuden meistens lediglich die Vergütung der sonstigen Solaranlagen und nicht die Vergütungssätze für Gebäude-PV-Anlagen, obgleich ihre Realisierungskosten vergleichbar sind. Der Hintergrund ist die sog. „Solarstadi-Regelung“ in § 48 Abs. 3 EEG. Während eine 100 kWp große PV-Anlage auf Gebäuden im Fall einer Volleinspeisung einen anzulegenden Wert

von 11,51 ct/kWh aufweist, würde der anzulegende Wert für eine als „sonstige Solaranlage“ eingestufte Solaranlage nur 7 ct/kWh betragen, obwohl sich die Installationskosten nicht wesentlich unterscheiden. Nach übereinstimmender Auffassung des BSW und des Deutschen Bauernverbandes sollte diese Ungleichbehandlung schnellstmöglich beseitigt werden. Andernfalls bleibt ein gewaltiges Photovoltaik-Potenzial in der Größenordnung von 1 bis 2 Gigawatt (Solarstrom in Höhe von 1 bis 2 TWh im Jahr) unerschlossen. Der Gesetzentwurf sieht nun vor, das Datum, ab dem die „Solarstadt“-Regelung in § 48 EEG gilt, vom 1. April 2012 auf den 1. März 2023 zu aktualisieren.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW unterstützt deshalb den Vorschlag des vorliegenden Gesetzentwurfs, den Stichtag der Regelung in § 48 Abs. 3 EEG zu aktualisieren und auf den 1. März 2023 vorzuziehen.

## 2.5 Einfacher Modultauch und Repowering auch für PV-Dachanlagen nach § 38 und § 48 EEG (GE)

Das Repowering von PV-Dachanlagen ermöglicht es, gerade bei älteren Anlagen, die installierte Leistung auf der vorhandenen Dachfläche zu erhöhen und damit einen zusätzlichen Beitrag zum Ausbau der Photovoltaik zu leisten. Zudem machen technische Probleme (z. B. Glasbruch, Hotspot, Delamination etc.) mitunter einen Modultauch erforderlich, um die optimale Funktionsfähigkeit der Solaranlage nachhaltig sicherstellen zu können. Dabei ist ein Eins-zu-eins-Tausch von einzelnen Modulen in der Praxis kaum möglich.

Die geplante Änderung in §§ 38h und 48 Abs. 4 EEG (GE) weitet die bereits bestehende Regelung zum Repowering von Freiflächenanlagen auf Gebäudeanlagen aus.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die geplante Regelung, Repowering auch auf Gebäuden zu erlauben, ist zu begrüßen. Zudem ist es zielführend, dass im neuen § 38h S. 2 Nr. 2 EEG (GE) klargestellt wurde, dass ein Förderanspruch für die zusätzliche, neu installierte Leistung von Gebäudeanlagen besteht.

**Diese Neuregelung sollte allerdings auf Freiflächenanlagen ausgeweitet werden.** So ist in § 38b Abs. 2 S. 3 EEG für Anlagen des ersten Segments bisher noch geregelt, dass für den überschießenden Leistungsanteil kein Zahlungsanspruch nach § 19 EEG besteht. Vor diesem Hintergrund sollte die folgende gesetzliche Änderung erfolgen:

§ 38 b Absatz 2 EEG 2023

*Solaranlagen, die Solaranlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Solaranlagen als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Bei einer Erhöhung der Leistung durch die Ersetzung gilt, dass*

- 1. die Zahlungsberechtigung im Zeitpunkt der Ersetzung ihre Wirksamkeit für die ersetzte Anlage verliert und stattdessen die ersetzende Anlage für den Teil des eingespeisten Stroms, dessen Anteil am eingespeisten Strom dem Anteil der ersetzten Anlage zur Leistung der ersetzenden Anlage entspricht, erfasst.*
- 2. für den über die Leistung der ersetzten Anlage hinausgehenden Anteil des eingespeisten Stroms ist der Zahlungsanspruch nach § 19 nicht ausgeschlossen ist; dieser Anspruch richtet sich nach den Vorschriften dieses Gesetzes.*

Eine Änderung von § 38h EEG wäre somit nicht erforderlich. Der geplante Verweis in § 48 Abs. 4 GE wäre noch anzupassen.

## **2.6 Mieterstrom praxisorientiert weiterentwickeln (§§ 21, 21c, 100 EEG; § 42a EnWG)**

Der Gesetzentwurf sieht eine Ausweitung des Mieterstrommodells in § 21 Abs. 3 EEG auf Nicht-Wohngebäude vor, die bisher vom Mieterstromkonzept ausgeschlossen waren. Zudem soll die maximale Vertragslaufzeit, die stillschweigende Verlängerung sowie die Kündigungsfrist in § 42a EnWG an die gesetzlichen Vorgaben des § 309 Nr. 9 BGB angepasst werden.

Allerdings werden weitere Hürden für Mieterstromkonzepte nicht abgebaut. So besteht weiterhin die Gefahr der gewerbesteuerlichen Infizierung für Vermieter (siehe 5.4). Auch gelten für Mieterstrommodelle weiterhin komplexe und überflüssige Zusatzregelungen wie in § 42a Abs. 2 S. 4 EnWG. Der bürokratische Aufwand für PV-Mieterstromprojekte wird zudem durch die Festlegung in § 42a Abs. 4 EnWG, dass der PV-Mieterstrompreis 90 % des im jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs nicht überschreiten darf, erhöht – insbesondere mit Blick darauf, dass der Nachweis über die Einhaltung regelmäßig erbracht werden muss. Aufgrund der vergangenen und in absehbarer Zeit sehr volatilen Marktlage besteht ständig die Gefahr, unverschuldet die Grenze zu überschreiten. Es ist daher dringend geboten, die 90%-Grenze gegenüber Grundversorgertarifen abzuschaffen und damit mehr Flexibilität zu schaffen. Dieser Schritt ist auch für Mieterstromkunden unproblematisch, da Mieterstromanbieter per se eine intrinsische Motivation haben, ein preisgünstiges Ökostromprodukt anzubieten.

### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Ausweitung des Mieterstrommodells auf Nicht-Wohngebäude sowie die geplanten Anpassungen beim Vertragsrecht sind begrüßenswert und sollten umgesetzt werden.

Die im EnWG eingefügten zusätzlichen Anforderungen für Mieterstromverträge sind zu streichen, weil die beabsichtigten Zwecke bereits durch §309 Nr. BGB, der allgemein für Stromlieferverträge anzuwenden ist, erfüllt wird. Zumindest sollten die zusätzlichen Verbraucherschutzvorgaben nicht für Gewerbemieterstromkonstellationen gelten, da hier Unternehmen und nicht Verbraucher als Vertragspartner auftreten (Formulierungsvorschlag dazu unter 2.2 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung).

Weiterhin sollte, bei Weiterleitung von vor Ort erzeugtem PV-Strom über Dritte innerhalb der Kundenanlage im Rahmen der Mieterstromkonstellation, aber auch insgesamt in Liefersachverhalten innerhalb einer

Kundenanlage, eine gesetzliche Regelung im StromStG ergänzt werden, wonach in diesen Konstellationen der gelieferte Strom steuerbefreit ist bzw. bleibt.

Vor diesem Hintergrund sollte folgender § 9 Absatz 1 Nummer 3 c) neu in das Stromsteuergesetz aufgenommen werden:

*„durch einen Dritten innerhalb einer Kundenanlage ohne Netzdurchleitung an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen“*

## **2.7 Wegfall der technischen Vorgaben für die Direktvermarktung in § 10b EEG**

Die technischen Vorgaben bei der Direktvermarktung sorgen durch ihre Einbettung in die EEG-Systematik in der Praxis häufig für Probleme. Sie sind entbehrlich, weil sie in den vertraglichen Vereinbarungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarktungsunternehmen so getroffen werden, wie sie für die Umsetzung der Direktvermarktung nötig und kosteneffizient sind.

Die netztechnisch notwendigen Vorgaben werden bereits in § 9 getroffen. Eine Regulierung der Direktvermarktung über die technischen Anforderungen aus § 9 EEG hinaus schafft daher ein unnötiges Markthemmnis.

Die geplante Neuregelung des § 10b EEG, nach der nur Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW die technischen Vorgaben im Rahmen der Direktvermarktung erfüllen müssen, scheint dies zu erkennen. Allerdings geht die Regelung nicht weit genug.

### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW empfiehlt die Streichung des § 10b EEG 2023 und ein Verschieben der Regelung aus Absatz 3 zum § 9.

## **2.8 Bürokratieabbau bei zwei parallelen Anlagen (Voll- und Teileinspeiser)**

Anlagenbetreiber mit einer Voll- und einer Teileinspeiseanlage, die in zeitlicher Nähe in Betrieb genommen wurden, mussten bisher nach § 48 Abs. 2a EEG jährlich dem Netzbetreiber mitteilen, für welche Anlagen eine Voll- und Teileinspeiseregulierung gelten soll. Der Gesetzentwurf sieht nun vor, diese Regelung zu streichen. Zudem sollen zukünftig eine Teil- und eine Volleinspeiseanlage hinter einem Netzverknüpfungspunkt auch dann getrennt betrieben werden, wenn sie nicht auf demselben Gebäude liegen.

Die bestehende Ausnahme bei der Anlagenzusammenfassung gilt jedoch auch weiterhin nur hinsichtlich der Vergütung, nicht hinsichtlich aller anderen Vorschriften. Wird eine Volleinspeiseanlage neben einer Teileinspeiseanlage betrieben, müssen diese an getrennte Zähler angeschlossen werden und dadurch aufgrund der elektrotechnischen Vorschriften vollständig elektrisch getrennt sein. Sobald durch die Zusammenfassung Leistungsschwellen überschritten werden (30 kW, 100 kW), entstehen zusätzliche Anforderungen an die technische Ausstattung, die zu hohen Zusatzkosten führen, weil diese Einrichtungen mehrfach installiert werden müssen.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Die vorgeschlagenen Änderungen sind begrüßenswert. Allerdings sollte parallel dazu die Ausnahme von der Anlagenzusammenfassung bei der Installation einer Voll- und einer Teileinspeiseanlage auf alle Kriterien erweitert werden, um den technischen und Kostenaufwand der Umsetzung auf ein Minimum zu reduzieren.

## 2.9 Gebäudenahe, kleine sonstige Solaranlagen (Carport, Solarzäune) mit Gebäude-PV-Anlagen gleichstellen

Unter sonstigen Solaranlagen werden Solaranlagen verstanden, die nicht zur EEG-Kategorie der Gebäude-PV-Anlagen gehören. In den letzten Jahren hat sich zunehmend ein neues Marktsegment von kleinen sonstigen Solaranlagen gebildet, die zwar gebäudenah sind, allerdings nicht unter die Gebäude-PV-Vergütung fallen. Zu diesem Segment gehören u. a. PV-Anlagen auf einigen Carports, Terrassenüberdachungen sowie „Solarzäune“.

Im EEG 2023 wurde die Möglichkeit geschaffen, eine Förderung für Garten-PV-Anlagen zu erhalten, deren Vergütungssatz aber unter „sonstige Solaranlagen“ fällt und damit bei nur 6,6 ct/kWh (außerhalb der Direktvermarktung) liegt. Zudem ist eine Förderung für Garten-PV nach dem EEG 2023 nur im Ausnahmefall möglich, nämlich wenn eine PV-Anlage auf dem zum Grundstück gehörenden Gebäude nicht möglich ist und die Garten-PV-Anlage maximal 20 kWp groß ist. Die Problematik wurde in der PV-Strategie erkannt, aber im Gesetzentwurf nur teilweise adressiert. Dort wird in den Übergangsbestimmungen (§ 100 Abs. 19 GE) festgelegt, dass die Voraussetzung des § 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 1a (Ungeeignetheit des Gebäudes zur Errichtung einer PV-Anlage) bis zum Inkrafttreten der geplanten Verordnung des Wirtschaftsministeriums unberücksichtigt bleibt.

### → BSW-EMPFEHLUNG

**Gebäudenahe, kleine Solaranlagen sollten mit Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden gleichgestellt werden.** Es ist nicht ersichtlich, warum Solaranlagen auf dem Carport oder im Zaun schlechtere Vergütungssätze erhalten als konventionelle Solarstromanlagen auf Gebäuden oder auf Lärmschutzwänden. Sonstige Solaranlagen bis zu einer Größe von 100 kWp sollten nach den Empfehlungen der Solarbranche die gleiche Vergütung erhalten können wie eine gleich große PV-Anlage auf dem Gebäudedach.

## 2.10 Bezugsstrom Volleinspeiseanlagen

Bei Volleinspeisung tritt häufig ein minimaler Strombezug aus dem Netz auf, der technisch bedingt und im Einzelfall kaum vermeidbar ist. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um wenige Kilowattstunden jährlich. Da eine eindeutige gesetzliche Regelung fehlt, wird dieser Zustand von Netzbetreibern oder Strom-Grundversorgern häufig als das Zustandekommen eines Grundversorgungsvertrages interpretiert.

Für wenige Kilowattstunden Strombezug pro Jahr werden dann unverhältnismäßig hohe Kosten in Rechnung gestellt, die einige Hundert Euro jährlich betragen können.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Marginale Strombezüge aus dem Netz sollten von der Grundversorgung oder Ersatzversorgung **ausgenommen und stattdessen gar nicht abgerechnet werden**, da die mit der Abrechnung verbundenen Kosten unverhältnismäßig sind.

## **2.11 Pönalen bei Pflichtverstößen (§ 52 EEG)**

Im Falle des Defekts einer technischen Einrichtung sieht der Gesetzentwurf vor, dass Anlagenbetreiber zwei Monate Zeit haben, um den Fehler zu beheben, ohne Sanktionszahlungen leisten zu müssen.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die geplanten Änderungen des § 52 Abs. 3 EEG sind zu begrüßen. Allerdings wäre eine längere Frist wünschenswert, da eine Reparatur aufgrund von Lieferengpässen in der Praxis durchaus länger als 2 Monate andauern kann. Zur Klarstellung und Abgrenzung von Sanktionsvoraussetzungen sollte außerdem im EEG die vorübergehende und dauerhafte Stilllegung einer EEG-Anlage erstmals definiert werden.

## **2.12 Änderungen bei der Anlagenzusammenfassung für Gebäude-PV (§§ 9 und 24 EEG)**

Bei PV-Gebäudeanlagen führt die bisherige Regelung der Anlagenzusammenfassung dazu, dass beispielsweise in größeren Gebäuden mit mehreren Netzanschlüssen nach der gesetzlichen Vorgabe auch Anlagen zusammengefasst werden müssen, die technisch und in ihrer Kostenstruktur eigenständige Anlagen sind. Solaranlagen, die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, sollen durch die Neuregelung der §§ 9 und 24 EEG (GE) nicht mehr zusammengefasst werden.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW begrüßt die geplante Neuregelung, die sachgerechte und missbrauchssichere Ergebnisse im Rahmen der Anlagenzusammenfassung ermöglicht. Bei der Freifläche sollte darüber hinaus § 24 Abs. 2 EEG gestrichen werden (vgl. Abschnitt 1.3.6).



## 2.13 Steckersolargeräte

Steckersolargeräte eignen sich besonders als niederschwellige und minimalinvestive Teilhabe von Mieter:innen und Wohnungseigentümer:innen an der Energiewende und dem Ausbau der Solarenergie und tragen deshalb stark zur Akzeptanz bei, was die enorme öffentliche Resonanz zu diesen Systemen belegt. Der neue Regelungsrahmen für Steckersolargeräte ist daher zu begrüßen. Durch die Definition in § 30 Nr. 43 EEG, die Erlaubnis zum Betrieb von Steckersolargeräten bis 800 Voltampere Wechselrichterleistung, die Abschaffung der Doppelmeldungspflicht sowie die Ausnahme im Rahmen der Anlagenzusammenfassung sind die wesentlichen Forderungen der Solarbranche umgesetzt.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Die geplante Duldung von nicht rücklaufgesperrten Ferraris-Zählern in § 10a ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, allerdings sollte hier die Frist von vier Monaten bis zum verpflichtenden Einbau einer modernen Messeinrichtung als Zweirichtungszähler oder eines intelligenten Messsystems gestrichen werden. Stattdessen sollte der Einbauzeitpunkt im Ermessen des Messstellenbetreibers liegen, da ansonsten knappe Ressourcen beim Smart-Meter-Rollout für Steckersolargeräte gebunden werden und energiewirtschaftlich priorisierte Pflichteinbaufälle erst verzögert bearbeitet werden. Ein weiterer Verzug beim Smart-Meter-Rollout sollte hier unbedingt vermieden werden.

## 2.14 Weitere Themen zur Beschleunigung des Ausbaus der Gebäude-PV

Zur Beschleunigung des Ausbaus der PV-Gebäude sind neben den oben genannten Themen für das „Solarpaket I“ weitere gesetzliche oder auch andere Maßnahmen notwendig, u. a.:

### Stromsteuerbefreiungen vereinfachen

Die zuletzt im Jahr 2019 geänderten Regelungen zur Stromsteuer haben dazu geführt, dass auch Anlagenbetreiber von bürokratischen Pflichten betroffen sind, die letztlich gar keine Stromsteuer zahlen müssen. Die Regelungen im Stromsteuergesetz sollten so formuliert werden, dass von der Stromsteuer befreite Strommengen weder zu messen noch zu melden sind. Anlagenbetreiber ohne zu versteuernde Strommengen sollten von allen Anmelde-, Anzeige- und Meldepflichten befreit werden. Der BSW hat dazu bereits ausführliche Vorschläge entwickelt, zu finden unter diesem Link: <https://bsw.li/3lq78pr>

### Gewerbsteuer-Infizierung bei gebäudenaher Photovoltaik ausschließen

Einkünfte aus der Verwertung von Immobilien unterliegen grundsätzlich nicht der Gewerbesteuer. Diese Einkünfte können aber mit Gewerbesteuer „infiziert“ werden, wenn neben den Mieteinkünften durch zusätzliche Leistungen gewerbsteuerpflichtige Einkünfte anfallen. Wenn Gebäude und Grundstücke genutzt werden, um Solarenergie zu gewinnen, und der dabei gewonnene Strom im Gebäude oder über das Netz vermarktet wird, sollte dies aus Sicht der Solarwirtschaft generell keine gewerbsteuerliche

Infizierung der Immobiliennutzung verursachen (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### Herkunftsnachweise für PV-Eigenverbrauchsmengen

Unternehmen benötigen für Ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung einen Nachweis der Nutzung grünen Stroms durch Herkunftsnachweise. Für Solarstrom, der vom eigenen Dach selbst verbraucht wird, fehlt allerdings der Nachweis der Grünstromeigenschaft. Es sollten deshalb nicht handelbare Herkunftsnachweise eingeführt werden, welche die Unternehmen für ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung nutzen können (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### Hemmnisse aus dem Bauordnungsrecht, z. B. Brandschutz, und der Versicherungswirtschaft

Neben den Anforderungen an die Netzintegration von PV-Anlagen spielen für den weiteren Ausbau der PV-Anlagen auf Dächern die baurechtlichen und bauordnungsrechtlichen Anforderungen eine wichtige Rolle, aber auch die aktuell diskutierten Anforderungen der Versicherungswirtschaft (VdS 6023 PV-Anlagen auf Dächern mit brennbaren Baustoffen) sowie des Dachdeckerhandwerks können den Ausbau der PV auf Dächern deutlich bremsen. Der BSW weist auf folgenden Handlungsbedarf hin:

- **Neue Zuordnung von PV-Modulen notwendig**

Die **Musterverwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB)** ordnet PV-Module dem Glasbau zu und stellt an PV-Module die gleichen Anforderungen wie an Glasbauprodukte, obwohl die Sicherheitskonzepte deutlich voneinander abweichen (u. a. zugrunde gelegte Nutzungsdauer, Monitoring und Warten). Dies führt sowohl bei „Standard-Anwendungen“ (Aufdachanlagen) als auch bei vielen „Sonder-Anwendungen“ wie PV-Carports, PV-Fassaden und Agri-PV zu der Forderung nach „Verwendbarkeitsnachweisen“ für die PV-Module. Dies stellt eine hohe Hürde auch im internationalen Vergleich dar. Die Nachweise und Prüfergebnisse, die sich aus den Prüfungen nach den technischen IEC-Normen ergeben, werden im Bauordnungsrecht nicht anerkannt. Dies führt in der Praxis zu großen Unsicherheiten bei allen Beteiligten. Hier wäre eine ernsthafte Auseinandersetzung zum Umgang mit den Unterschieden notwendig.

- **MVV TB Erhöhung der Modulfläche auf 3 m<sup>2</sup> in der Bauministerkonferenz beschließen**

Die bisherige Begrenzung für PV-Module in typischen Standardanwendungen auf Dächern bis zu einer Neigung von 75 Grad (Kategorie B 3.2.1.25) von bisher 2 Quadratmetern soll nach einem Vorschlag des DIBt auf 3 Quadratmeter angehoben werden. Dieser Vorschlag liegt der Bauministerkonferenz vor und sollte bei der nächsten Sitzung beschlossen werden, denn die Beschränkung auf 2 m<sup>2</sup> stellt einen deutschen Sonderweg dar, der sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen auswirkt.

- **Anforderungen an bauwerkintegrierte PV-Anlagen (BIPV, z. B. Fassaden) vereinfachen**

Fassaden bieten ein hohes Flächenpotenzial für die Erzeugung von Solarstrom, das bislang kaum genutzt wird. Hintergrund sind insbesondere die Notwendigkeit von Verwendbarkeitsnachweisen nach der MVV TB und die hohen Anforderungen in der Nachweisführung, weil andere Materialien (EVA-Folie statt PVB-Folie) verwendet werden als bei Baugläsern. In bisherigen

Untersuchungen konnte eine Gleichwertigkeit mit Verbundsicherheitsglas gezeigt werden. Der BSW empfiehlt, für Solarmodule in Anlagen der bauwerkintegrierten Photovoltaik den Nachweis der Eignung zu vereinfachen. Eine spezielle Förderung von PV-Fassaden könnte darüber hinaus dieses Anlagensegment beflügeln.

- **Beschlossene MBO mit verringerten Abständen von Brandwänden veröffentlichen und in den Ländern möglichst einheitlich umsetzen - Flickenteppich verursacht Marktverunsicherung**

Die Bauministerkonferenz hat Ende September 2022 die geänderte Musterbauordnung beschlossen, aber leider noch nicht veröffentlicht. Der Mindestabstand, der bei der Montage einer PV-Anlage von der Brandwand eingehalten werden muss, wurde in der MBO reduziert – einheitlich für verschiedene Modultechnologien. Der BSW begrüßt diese Verbesserungen im Sinne einer effizienten Nutzung von Dachflächen zur Erzeugung nachhaltigen Stroms.

Allerdings ist festzustellen, dass die Länder sehr unterschiedlich mit diesem Beschluss umgehen, was zu Verunsicherung im Markt führt und teilweise auch mit hohem bürokratischem Aufwand verbunden ist. Der BSW empfiehlt, dass diese Regelungen möglichst schnell, einheitlich und unbürokratisch in den Ländern umgesetzt werden. Ein weiterer Schritt wäre es, dem Vorreiter Baden-Württemberg zu folgen und keinen verpflichtenden Mindestabstand in der Landesbauordnung aufzunehmen.

- **Dschungel von Anforderungen der Versicherungswirtschaft beim Brandschutz lichten – Anerkennung der allgemeinen Regeln der Technik**

Obwohl keine Evidenz für eine Zunahme von durch PV-Anlagen verursachten Brandfällen vorliegt, warnen einige Versicherer explizit vor der Installation von PV-Anlagen auf Gewerbe- und Industriedächern. Der Gesamtverband der Versicherer hat darüber hinaus mit der Richtlinie „VdS 6023 PV-Anlagen auf Dächern mit brennbaren Baustoffen“ eine neue Marktbarriere für PV-Anlagen aufgebaut, ohne die Stellungnahmen des BSW oder der Verbände der Dachkonstruktion ausreichend zu berücksichtigen. Die Richtlinie schlägt für quasi alle Bestandsanlagen zusätzliche Brandschutzmaßnahmen vor, die über die anerkannten Regeln der Technik hinausgehen und bleibt dabei vage und pauschal, statt Orientierung zu geben. Obwohl die Richtlinie nicht die allgemein anerkannten Regeln der Technik darstellt, kam es bereits zu „Installations-Verboten“ bis hin zu Rückbauforderungen einzelner PV-Anlagen. Dabei stellt jedes Unternehmen eigene Anforderungen, die sich nicht an objektiven und faktenbasierten Grundlagen orientieren. Dies hat zu einer starken Marktverunsicherung geführt und stellt eine wachsende Marktbarriere dar. Um die Ausbauziele im Gebäudesektor zu erreichen, ist es notwendig, einheitliche Standards im Einklang mit den Versicherern festzulegen. Hier könnte die Politik einen dringend notwendigen Moderationsprozess einleiten.

### 3. Speicherausbau vereinfachen und beschleunigen

Zum Erreichen der Klimaschutzziele hat die Bundesregierung jährliche Ausbaupfade für Erneuerbare Energien definiert. Dem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien stehen der langsame Netzausbau, der steigende Strombedarf durch neue Verbraucher im Bereich Wärme und Mobilität (z. B. e-Mobilität, Wärmepumpen) sowie der dringende Bedarf zur Speicherung von regenerativer Energie gegenüber.

Leider wird der Bedeutung der Speichertechnik sowohl in der PV-Strategie als auch im Gesetzentwurf bisher nicht durch entsprechende Ziele und Maßnahmen Rechnung getragen.

Speicher spielen im Stromsystem künftig, neben ihrem großen Flexibilitätspotenzial zur Stabilisierung des Stromnetzes und der Systemsicherheit, eine wichtige Rolle, u. a. beim Tag-Nacht-Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. In anderen Ländern werden deshalb bereits gezielt auch Großspeicher ausgebaut.

Deutschland ist Pionierland bei der Markteinführung und Marktdurchdringung von Heimspeichern in Verbindung mit privaten Photovoltaikanlagen mit jährlich zweistelligen Zuwachsraten. Allerdings verhindern regulatorische Hemmnisse aktuell häufig die systemdienliche Nutzung von Speichern im Strommarkt.

#### 3.1 Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips statt Grün zu Grau

Eine PV-Anlage mit Batteriespeicher versetzt ihren Besitzer nicht nur in die Lage, den selbst produzierten Strom effektiver zu nutzen und bedarfsgerecht einzuspeisen, sondern eröffnet auch die Option, Netzdienstleistungen zu erbringen. Gerade durch die Verbindung vieler kleiner Batteriespeicher in Haushalten zu einem sog. „virtuellen Kraftwerk“ können zahlreiche solche Netzdienstleistungen angeboten und erbracht werden. Die innovative, vielfältige Nutzung von Speichern („Multi-Use-Speicher“) ist aber momentan im EEG und EnWG nicht vorgesehen. Das Problem stellt sich aber genauso bei großen Speichern in Photovoltaik-Freiflächenanlagen, die neben der Zwischenspeicherung von vor Ort erzeugtem Solarstrom auch für die Speicherung von Netzstrom genutzt werden sollen.

Nach aktueller Rechtslage kann nämlich nur für Strom aus Stromspeichern, die ausschließlich Strom zwischenspeichern, der aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, die EEG-Förderung in Anspruch genommen werden, vgl. § 3 Nr. 1 EEG. Dieses sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip findet sich zudem in § 19 Abs. 1 EEG 2023, der den Anspruch auf eine Förderung ebenfalls vom ausschließlichen Einsatz Erneuerbarer Energien abhängig macht. Zuletzt ist in § 13 Abs. 4 InnAusV geregelt, dass bei Anlagenkombinationen, die eine Förderung auf Basis eines Zuschlages aus den Innovationsausschreibungen gelten machen möchten (§ 39n EEG 2023), der zwischengespeicherte Strom ausschließlich in den anderen Anlagenteilen erzeugt werden darf.

Dieser Förderanspruch für den zwischengespeicherten Strom entfällt, sobald der Speicher neben dem Speichern von selbst produziertem Grünstrom für netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen wie z. B. Regelenergie genutzt wird. Da beim Anbieten von Netzdienstleistungen (kurzzeitig) Netzstrom (Graustrom) in den Speicher geladen wird, ist die vom EEG geforderte „Ausschließlichkeit“ nicht mehr gewährleistet. Kunden mit Solaranlage und Speicher dürfen ihren Solarstrom zwar nach wie vor speichern und auch

danach noch verbrauchen – beispielsweise nachts, wenn die Sonne nicht scheint. Sie verlieren jedoch den Anspruch auf eine Förderung für den später wieder in das Netz eingespeisten Solarstrom, sobald sie mit ihrem Speicher zusätzlich weitere Netzdienstleistungen anbieten, etwa das Erbringen von Regelernergie. Bereits kleinste Mengen Netzstrom (Graustrom), die in den Speicher gelangen, lassen den gesamten dort in einem Kalenderjahr gespeicherten Grünstrom „ergrauen“ („Ergrauen des Grünstroms“). So entsteht ein Zielkonflikt hinsichtlich der zwei wichtigsten Funktionen von Speichern im Energiesystem: Sie sollen erstens emissionsfreien Strom zur Verfügung stellen, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Sie sollen zweitens das Netz stabilisieren. Beides ist technisch gemeinsam möglich. Aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips müssen sich Speicher heute aber für eine der beiden Funktionen entscheiden. Das ist nicht zielführend und verteuert die Energiewende unnötig.

Gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. a. RED II (Renewable Energy Directive II) soll der Gesetzgeber zudem sicherstellen, dass Betreibern von Speichereinrichtungen das Recht zukommt, ihren eigenen Erneuerbaren Strom selbst zu erzeugen, zu speichern und auch danach noch als Erneuerbare Energie zu verkaufen. Zugleich sollen sie gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. d) auch das Recht haben, mit ihrem Speicher mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen – wie etwa Netzdienstleistungen.

Die deutsche Rechtslage, nach der der Erzeuger von Erneuerbarer Energie sich zwischen „Grünstrom speichern und später nutzen“ oder „mit dem Speicher Netzdienstleistungen erbringen“ entscheiden muss, ist damit nicht mehr vereinbar.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Aufgrund der grundlegenden Bedeutung für die Marktteilnahme der einfachen Haushaltskunden mit Solaranlagen und Speichern sollten der § 19 Abs. 3 EEG und der § 13 Abs. 4 InnAusV wie nachfolgend dargestellt geändert werden. Nur so ist sichergestellt, dass Speicher die zentrale Funktion, die ihnen die Richtlinie für die Energiewende zuweist, auch in der Praxis effektiv entfalten können.

Die vorgeschlagene Änderung des § 19 Abs. 3 EEG stellt dabei den einfachsten Weg dar, den in Multi-Use-Speichern gespeicherten Strom nicht von der EEG-Förderung auszuschließen und verhindert somit das förderseitige „Ergrauen des Grünstroms“. Hierbei hat der Betreiber geeignete Messvorrichtungen vorzuhalten und nachzuweisen, dass nur für Strom in Höhe der eingespeicherten Grünstrommengen eine Förderung beansprucht wird. Die messtechnische Herausforderung, zwischen gespeichertem Grünstrom und gespeichertem Graustrom zu differenzieren, ist heute bereits gelöst und in § 21 Abs. 1 und 4 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) vorgesehen. Auf diese Regelung kann daher zurückgegriffen werden.

Im Übrigen bleibt die Grundstruktur, nämlich, dass das Ausschließlichkeitsprinzip in Bezug auf die Definition des Begriffs der „Anlage“ in § 3 Nummer 1 EEG gilt, erhalten. So werden Multi-Use-Speicher im Gegensatz zu reinen EE-Speichern keine EEG-Anlagen (§ 3 Nummer 1, zweiter Halbsatz EEG), die Änderung betrifft also nur die entsprechenden Grünstrommengen. Weitere, nicht auf die Förderung des Stroms bezogene Privilegien des EEG, z. B. in Bezug auf den vorrangigen Netzanschluss- und Netzzugang, können für Multi-Use-Speicher nicht in Anspruch genommen werden. Es wird angeregt, hierfür an anderer Stelle, z. B. in einer Netzzugangsverordnung für Speicher, eigene, speziell auf Speicher zugeschnittene Regelungen zu schaffen.

Konkret schlagen wir folgende Änderung des § 19 Abs. 3 EEG vor (Änderungsempfehlungen des BSW im Fettdruck):

*(3) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist, **wobei der Stromspeicher nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen muss**. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die **aus erneuerbaren Energien stammt und** aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, **der** bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen. Die Sätze 1 bis 4 sind für den Anspruch nach Absatz 1 Nummer 3 entsprechend anzuwenden*

Die vorgeschlagene Streichung des § 13 Absatz 4 InnAusV bezweckt, dass gerade eine Innovationsförderung nach § 39n EEG 2023 auch mit dem innovativen Konzept der Multi-Use-Speicher möglich ist.

*(4) [entfällt]*

### **3.2 Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Speichern und Erzeugern: keine Belastung von gespeichertem Strom mit Netzentgelten**

Ein weiteres Hindernis für die Marktintegration von Speichersystemen ist die Regelung in § 118 Abs. 6 EnWG. So sind gemäß § 118 Abs. 6 EnWG Speicher für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit, sodass die gesamte Befreiung in absehbarer Zeit abläuft. Zwar wurde mit Beschluss des Deutschen Bundestages vom 10.11.2023 die Frist um bis zu 3 Jahre verlängert, nämlich für bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommene Speicher. Jedoch wurden weitergehende Festlegungen auch schon vor Ablauf dieser Frist der Bundesnetzagentur überlassen. Um die für Investitionen nötige Rechtssicherheit zu erreichen, ist aber eine dauerhafte Entfristung der Befreiung von doppelten Netzentgelten nötig.

Speichern kann eine relevante Rolle in der Energiewende nur dann zukommen, wenn gespeicherter Strom nicht per Definition gegenüber unmittelbar erzeugtem Strom wirtschaftlich benachteiligt ist. Denn auf unmittelbar erzeugten Strom werden keine Netzentgelte erhoben. Zuvor gespeicherter Strom wäre dagegen stets mit etwa 80 EUR Netzentgelt pro MWh belastet. Die fossilen Erzeuger wären damit stets uneinholbar gegenüber den Speichern im Vorteil.

Eine generelle Befreiung von doppelten Netzentgelten bei Speichern entspricht auch dem EU-rechtlich verankerten Ziel und der dortigen Definition von Speichern als neue eigene Säule im Stromsystem.

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Die vorgeschlagenen Änderungen des § 118 Abs. 6 EnWG tragen zur Klarheit der Regelung bei. Insbesondere wird der Schutz vor der Netzentgeltbelastung entfristet. Zudem wird klargestellt, dass auch



Speicher, die mehreren Anwendungen dienen, unter die Regelung fallen. Durch den Verweis auf § 21 Abs. 1 und 4 EnFG wird sichergestellt, dass die Entlastung bei solchen Multi-Use-Speichern genauso berechnet wird wie die Entlastung von den Umlagen im EnFG. Da es sich aufgrund der Entfristung genau genommen nicht mehr um eine Übergangsregelung handelt, sollte die Regelung wohl in dieser Form an anderer geeigneter Stelle in das EnWG übernommen werden.

Konkret schlagen wir folgende Änderung des § 118 Abs. 6 EnWG vor. **§ 118 Abs. 6 EnWG entfiere in seiner jetzigen Form und würde ersetzt durch die folgende Formulierung:**

*6) Energiespeicheranlagen sind hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Freistellung nach Satz 1 wird nur in dem Umfang gewährt, in dem die elektrische Energie zur Speicherung in einer Energiespeicheranlage aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in das Netz eingespeist wird. Satz 2 ist nicht für Energiespeicheranlagen anzuwenden, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.*

*§ 21 Abs 1, 2 und 4 Energiefinanzierungsgesetz sind entsprechend anzuwenden.*

### **3.3 Speicher in der gemeinsamen Gebäudeversorgung zulassen**

Die Regelung in § 42b EnWG-E ist aus unserer Sicht in ihrer aktuellen Form nicht kompatibel mit dem Einsatz von Stromspeichern in der gemeinsamen Gebäudeversorgung. Die Definition der Gebäudestromanlage erwähnt Speicher nicht und ermöglicht nur die unmittelbare Nutzung von selbst erzeugtem Strom aus einer Solaranlage oder ausweislich der Gesetzesbegründung (*Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 16.08.2023, S. 124*) dessen Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung (§ 42b Abs. 1 S. 1).

#### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Durch die Ergänzung des Tatbestandes um die Möglichkeit der Nutzung von Stromspeichern ließe sich das Potential von Hausspeichern auch im neuen Gebäudestrommodell nutzen. Hierbei sollte auf die Begriffsdefinition des § 3 Nr. 15d EnWG („Energiespeicher“) zurückgegriffen werden.

In unserem Änderungsvorschlag in Kapitel 2.2 dieser Stellungnahme zum Regierungsentwurf des § 42b Abs. 1 EnWG-E sind in diesem Sinn Speicher in der Formulierung der Begriffsdefinition im §3 bereits berücksichtigt.



### **3.4 Unverhältnismäßige bauliche Anforderungen in MEltBauVO für Speicher größer 20 kWh abschaffen**

Nach dem seit 22.02.2022 geltenden „Muster einer Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen“ (MEltBauVO) sollen Batteriespeicher mit einer Kapazität größer 20 kWh – unabhängig von der eingesetzten Technologie – nur noch im Außenbereich von Gebäuden installiert werden können, denn die baulichen Anforderungen, die in der MEltBauVO gestellt werden, sind innerhalb eines Gebäudes mit vertretbarem Aufwand i. d. R. nicht erreichbar.

Damit wurde eine neue bürokratische und dazu kostenintensive technische Hürde für den Ausbau von Speichereinheiten im Privat- und Kleingewerbesegment eingeführt. So werden zukünftig dringend benötigte Flexibilitäten verhindert, welche für die Netzintegration der Erneuerbaren Energien und bei der Umstellung auf Wärmepumpen zwingend notwendig sind. Die MEltBauVO sollte aus Sicht der Solarwirtschaft in dieser Form in den Ländern NICHT umgesetzt und baldmöglichst geändert werden. Sollte der Verordnungsgeber dennoch an einem Grenzwert festhalten, muss dieser technologiespezifisch ausgelegt werden und sich an zukünftigen typischen Anwendungsfällen in Haushalt und Gewerbe orientieren, wie sie durch die neuen Ausbauziele nach EEG und Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) angestrebt werden. Nicht brennbare Batterietypen müssen von der Regelung ausgenommen werden.

## 4. Mengenförderung im EEG einführen und Zubau förderfreier Photovoltaik erleichtern

### 4.1 Verbreitung förderfreier Photovoltaik erleichtern

Der förderfreie Zubau von Solaranlagen ist im letzten Jahr um 22 Prozent auf 0,82 GWp angestiegen. Damit wird bereits jede zehnte neue PV-Anlage inzwischen ohne EEG-Förderung errichtet. Allerdings hinkt ihr Zuwachs derzeit hinter der Entwicklung geförderter PV hinterher und wird durch ungünstige politische Rahmenbedingungen sowie Entwicklungen am Kapitalmarkt teils gebremst.

Der BSW erwartet, dass ein jährlich aufwachsender Anteil neuer förderfreier PV-Anlagen mittels Power Purchase Agreements (PPA) finanziert werden könnte, wenn von einer verpflichtenden Einführung von zweiseitigen CfDs abgesehen würde. Ein deutlich wachsender Marktanteil förderfreier PV wird zudem davon abhängen, inwieweit es gelingt, eine geeignete politische Antwort auf zunehmende negative Börsenstrompreise und steigende Kapitalkosten zu finden.

Zur Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für PPA-Anlagen hat das BMWK in einem Fachgespräch zu Photovoltaik im Februar 2022 einen separaten Stakeholderdialog angekündigt. Dieser hat jedoch über ein Jahr später immer noch nicht stattgefunden.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die Verbesserungen von Rahmenbedingungen für einen beschleunigten förderfreien Ausbau sollten zeitnah diskutiert und umgesetzt werden. Neben der Umsetzung geeigneter marktlicher Rahmenbedingungen durch die Abschaffung der Erlösabschöpfung und einer Reform des Strommarktdesigns sollte der im letzten Jahr angekündigte Stakeholderdialog zur Stärkung der PPA-Rahmenbedingungen zeitnah nachgeholt werden.

### 4.2 Mengenförderung einführen

Der starke und notwendige Zubau der Photovoltaik und noch unzureichende Zubau an Flexibilitäten führt zunehmend zu negativen Börsenstrompreisen. In diesen Zeiten greift der § 51 EEG 2021, wonach in diesen Stunden davon betroffenen EE-Anlagen keine Marktpremie ausgezahlt wird. Dieser Fall tritt immer dann ein, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion für eine bestimmte Anzahl an aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. In dieser Zeit sinkt der anzulegende Wert auf null, es wird somit keine Förderung gewährt. Förderfreie Anlagen können in der Zeit auch keine Markterlöse an der Strombörse erzielen.

Dadurch entstehen neben der Erlösabschöpfung zusätzliche Erlösrisiken während der gesamten 20-jährigen Vergütungsdauer und damit Risikoaufschläge bei der Finanzierung von neuen EE-Projekten, zusätzlich zum schon gestiegenen Zinsniveau.

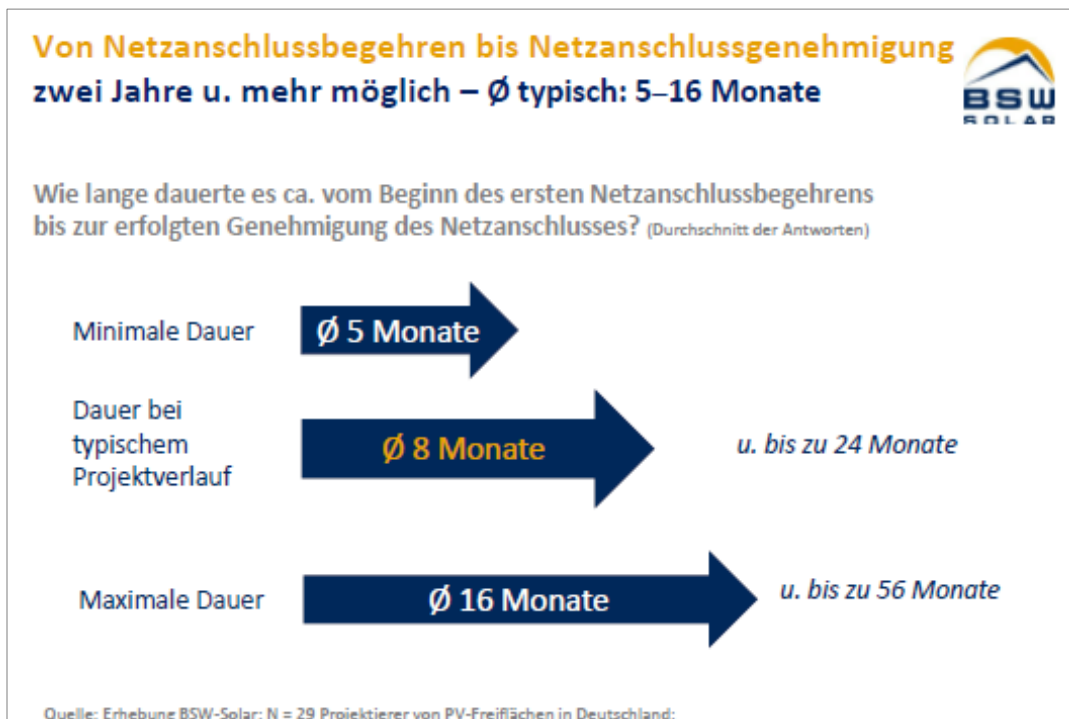
### → BSW-EMPFEHLUNG

Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen kann durch eine Umstellung der bisherigen Zeitförderung auf eine Mengenförderung signifikant reduziert werden, wie es die BEE-Strommarktdesignstudie aufgezeigt hat. Bei einer Mengenförderung verliert der Direktvermarkter das Preisrisiko einer Entschädigung und kann die PV-Anlagen in Zeiten mit negativen Preisen ohne Preisrisiko abschalten, da die nicht produzierten Strommengen nachgeholt werden können. Die Photovoltaik zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität ihres Anwendungsbereichs von einer kleinen PV-Dachanlage mit wenigen Kilowatt bis zur großen Freiflächenanlage im Megawattbereich aus. Entsprechend der Vielschichtigkeit der Photovoltaik und der jährlichen Installation von hunderttausenden von Neuanlagen sollte die Einführung der Mengenförderung unter den folgenden Prämissen erfolgen:

1. Einführung einer **Bagatellgrenze**: Für kleinere Solarstromanlagen, die unterhalb der Direktvermarktungsgrenze liegen (i. d. R. 100 kWp), sollte die bisherige Zeitförderung auch bei Neuanlagen erhalten bleiben.
2. Alle Anlagen, die nicht unter die verpflichtende Mengenförderung fallen, sollten ein **Optionsrecht** zur Nutzung der Mengenförderung erhalten, um die Vorteile der Mengenförderung in Anspruch nehmen zu können.
3. Die geförderte Strommenge im Rahmen einer Mengenförderung soll für PV-Anlagen durch eine **einfache und pauschale Berechnungsformel** erfolgen.
4. **Zwischengespeicherter Strom sollte** auch in der Mengenförderung bei Einspeisung in das öffentliche Netz **förderfähig bleiben**.

## 5. Netzzugang, Messen und Steuern von Anlagen

Ein schneller Hochlauf des Ausbaus der PV-Anlagen auf Freifläche und auf Gebäuden kann nur mit einer Beschleunigung beim Netzzugang, durch Vereinfachungen und Digitalisierung der Prozesse, Vereinfachungen beim Netzengpassmanagement in allen Spannungsebenen sowie Vereinfachungen beim Messen und Steuern erreicht werden.



### 5.1 PV-Gewerbedach-Investitionsbremse Anlagenzertifikat B lösen – Änderungen der NELEV schnell und rechtssicher umsetzen (§ 49d EnWG und EnFG, Anhang 1, Ziffer 5.10)

Die PV-Marktbarriere, die durch die 2019 eingeführten Netzzugangsbedingungen in Verbindung mit einem Anlagenzertifikat B für Anlagen im Leistungsbereich 135 kW bis 950 kW entstanden ist, hat maßgeblich dazu beigetragen, dass sich die Investitionen in PV-Anlagen auf Gewerbedächern 2021 und 2022 nahezu halbiert haben. Mittlerweile wurde die Problematik vom Gesetzgeber aufgegriffen und eine Änderung der Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) sowie eine ergänzende Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung (EAAV) beschlossen. Danach können Anlagen bis 500 kW installierter Leistung und mit einer maximalen Einspeiseleistung von 270 kW im Grundsatz nach der Niederspannungsrichtlinie behandelt werden und es wird kein Anlagenzertifikat B mehr erforderlich.

Die Regelungen stellen einen wichtigen ersten Schritt für substantielle Veränderungen bei den Anforderungen dar und bringen Vereinfachungen für dieses Anlagensegment. Sie können den Ausbau in diesem

Leistungssegment beschleunigen und müssen schnellstmöglich umgesetzt werden. Langfristig plädiert der BSW für eine Anhebung der Schwelle und weitere Vereinfachungen im Prozess.

Eine wichtige Voraussetzung für die gefundenen Vereinfachungen ist aus Sicht des Gesetzgebers ein verbindlich zu nutzendes Register für Einheitenzertifikate der netzrelevanten Einheiten und Komponenten wie z. B. Wechselrichter. Im vorliegenden Gesetzentwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung werden im § 49d die Voraussetzungen für die Einrichtung eines Registers geschaffen (Absatz 1 bis 4) und die Finanzierung vorgestellt (5).

### Zu Absatz 1 bis 4 § 49d EnWG

Das BMWK wird ermächtigt, ein zentrales, über das Internet zugängliches Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie Energieanlagenteilen zu errichten, zu erhalten, zu betreiben und weiterzuentwickeln und auch dazu, einer fachlich qualifizierten Stelle im Wege der Beliehung die Befugnis zur Errichtung, zur Erhaltung, zum Betrieb und zur Weiterentwicklung des Registers zu übertragen. Beliehen werden soll die FGW (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien) als Betreiber eines solchen Registers.

Der BSW begrüßt die Schaffung einer zentralen Datenbank, denn dadurch werden Prozesse beschleunigt. Auch die Finanzierung über die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), statt über Gebühren, wird ausdrücklich begrüßt.

Der BSW hatte Bedenken angemeldet, weil es sich bei der FGW um eine private Institution handelt. Der BSW begrüßt im Grundsatz, dass die Fachaufsicht beim BMWK bleibt und dass in Absatz 4 klare Vorgaben für die Beliehene definiert werden. Allerdings halten wir die Formulierung nicht für ausreichend, um das in der Begründung formulierte Ziel „Es muss das volle Vertrauen der Branche genießen“ zu erreichen. Denn die Aussage „Die Aufnahme der Kenntnisse von Mitgliedern ermöglicht es auch mitgliederschaftlich organisierten Stellen (wie z. B. Verbänden oder Vereinen), die ihre Expertise vor allem über ihre mit Vertretern ihrer Mitglieder besetzten Fachgremien erlangen und auch ihre Willensbildung im Wesentlichen in diesen Gremien durchführen, als Beliehene in Frage zu kommen.“ garantiert z. B. nicht die Teilnahme des BSW in den Arbeitsgruppen, in denen die Anforderungen an die Datenbank diskutiert und festgelegt werden. Die FGW als privates Unternehmen unterliegt nicht denselben Anforderungen wie z. B. das Deutsche Institut für Normung DIN oder die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik DKE, bei denen es klare Vorgaben für die angemessene Beteiligung aller relevanten Stakeholder gibt. Die Formulierung in Absatz 4 stellt nicht sicher, dass z. B. Verbandsvertreter in den Gremien der Beliehenen in angemessener Weise vertreten sind. Es darf nicht im Ermessen der Beliehenen allein liegen, wer in den entsprechenden Entscheidungsgremien teilnimmt und wer nicht.

### → BSW-EMPFEHLUNG

**Es muss sichergestellt werden, dass in allen relevanten Arbeitsgruppen, in denen die Regeln für die Prozesse erarbeitet werden, alle betroffenen Akteure angemessen vertreten sind.** Eine Mitgliedschaft in der FGW darf nicht Voraussetzung sein, sondern die Anforderungen an die Besetzung der Gremien sollten sich an den Vorgaben des DIN bzw. VDE orientieren.

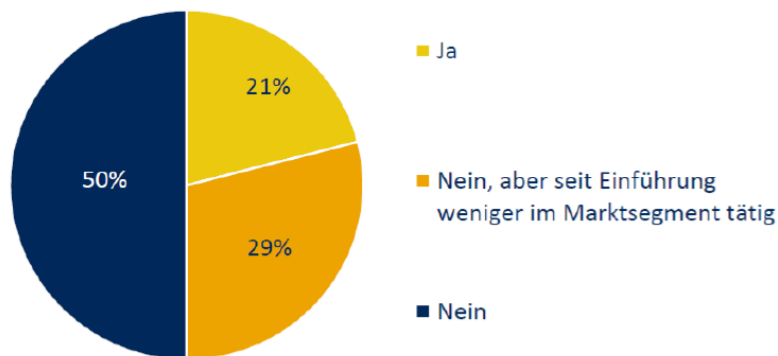
Die Neuregelungen zur NELEV und EAAV müssen schnellstmöglich umgesetzt werden und weitere Vereinfachungen im Nachweisprozess unterstützt werden.

Ziel sollte außerdem sein, dass die von der Bundesnetzagentur auf 135 kW festgelegte Typgrenze zwischen Typ-A- und Typ-B-Anlagen auf ein höheres, angemessenes Niveau angehoben wird. Die Übertragungsbetreiber können nach Artikel 5 (3) des RfG, z. B. nach Aufforderung durch die BNetzA oder die Bundesregierung, drei Jahre nach der Festlegung der Schwellwerte eine Überprüfung dieser Werte durchführen. Der von der EU gebotene Spielraum von max. 1.000 kW sollte hier so weit wie möglich ausgeschöpft werden. Die Zertifizierungen müssen auf das technisch Verhältnismäßige reduziert werden, das senkt die Kosten und beschleunigt den Netzanschluss in diesem wichtigen gewerblichen PV-Anlagensegment. Da in Deutschland im Industrie- und Gewerbesegment viele Anlagen schon ein Anlagenzertifikat A benötigen, sollten auch hier Vereinfachungen geprüft werden.

### Anlagenzertifikat B: Hälfte der Projektierer hat sich zumindest teilweise aus Anlagensegment zurückgezogen



Hat die Einführung des Anlagenzertifikats Typ B nach TAR 4110 Ihren Betrieb dazu bewogen das Marktsegment der Installation von PV-Anlagen in der Größe von 135 bis 900 kWp zu verlassen?



Quelle: Erhebung BSW-Solar;  
N = 76; Erhebungszeitraum 06. bis 14.09.2022

## 5.2 Beschleunigung und Vereinheitlichung der Anmeldeprozesse beim Netzbetreiber durch digitalisierte Netzanschlussverfahren mit Schnittstelle zum Marktstammdatenregister (§ 8 EEG)

Der BSW begrüßt die aktuellen Prozesse beim BDEW und VDE FNN zur Digitalisierung und Vereinheitlichung des Netzanschlusses von EE-Anlagen nach § 8 Abs. 7 EEG. Der BSW weist hier jedoch auf einen formellen Fehler hin. Der § 8 Abs. 7 EEG regelt die Digitalisierung von Netzanschlussbegehren bei Anlagen bis 30 kW in der Niederspannung an bestehenden Netzanschlusspunkten. Das ist auch der aktuelle Arbeitsstand in diesem Prozess. Damit die verpflichtende Digitalisierung und Vereinheitlichung zum

01.01.2025 eine beschleunigende Wirkung auf Netzanschlüsse im Kleinanlagensegment haben kann, **muss hier der gesamte Prozess des Netzanschlusses digitalisiert werden.**

Das Netzanschlussbegehren beschreibt lediglich die initiale Netzanfrage beim Netzbetreiber, deren Ergebnis jedoch nicht einer angeschlossenen, im Betrieb befindlichen Anlage entspricht. Um eine wirkliche Beschleunigung zu erzielen und nicht nur die Engpässe vom Netzanschlussbegehren auf den nächsten Prozessschritt zu verschieben, sollte darauf Wert gelegt werden, den vollständigen Netzanschlussprozess bis hin zur Fertigmeldung der Anlage zu digitalisieren.

Damit der laufende Prozess beim BDEW und VDE FNN einen Erfolg für die Beschleunigung von Netzanschlussverfahren und damit eine Vervielfachung der Ausbauraten zur Folge hat, sollte das händische Befüllen des Marktstammdatenregisters ebenfalls in die Digitalisierungsbemühungen einfließen.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Damit das aktuell laufende Verfahren einen unmittelbaren Nutzen aufweisen kann, schlägt der BSW eine erweiterte Änderung des § 8 Abs. 7 EEG wie folgt vor:

Nach Satz 3 wird folgender neuer Satz eingefügt:

*Zusätzlich müssen diese Webportale die Informationen für das gesamte Netzanschlussverfahren vom Netzanschlussbegehren bis hin zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung übermitteln können und Hinweise zu Zählersetzung und –betrieb durch Dritte bzw. wettbewerbliche Messstellenbetreiber nach MsbG für Anschlussnutzer zur Verfügung stellen.*

Zusätzlich sollte zur Auflösung des Formfehlers § 14e EnWG Abs. 2 wie folgt geändert werden:

Das Wort „Netzanschlussbegehren“ wird durch „Netzanschluss“ ersetzt. Es wird folgender Satz 2 angefügt: „Dies umfasst sämtliche Informationen für den gesamten Prozess vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung.“

Für die Beschleunigung der Anlagenanmeldung schlägt der BSW weiterführend vor, die Portale der Netzbetreiber mit Schnittstellen der notwendigen Informationen zum Marktstammdatenregister auszustatten, um eine manuelle Eintragung im MaStR zu vermeiden und weitere Ressourcen zu schonen.

#### Vereinfachter Netzanschluss für Anlagen bis 30 kWp

Die Ausweitung des vereinfachten Netzanschlusses in § 8 Abs. 5 S. 3 EEG von 10,8 kW auf 30 kW ist zu begrüßen. Die Erweiterung ist ein hilfreicher Schritt, um den Netzanschluss für kleinere Solaranlagen zu beschleunigen, für den Fall, dass der Netzbetreiber den Zeitplan nach § 8 Abs. 5 S. 1 EEG nicht innerhalb von einem Monat übermittelt.

Auch die geplanten Änderungen des § 8 Abs. 6 EEG beschleunigen den Netzanschlussprozess und sind zu begrüßen. Netzbetreiber sind danach verpflichtet, innerhalb von 8 Wochen das Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung und den ermittelten Netzverknüpfungspunkt mitzuteilen. Zudem haben



Anlagenbetreiber von Anlagen bis 30 kW nun die Möglichkeit, den Netzanschluss vorzunehmen, falls der Netzbetreiber nicht fristgerecht mitgeteilt hat, dass der bestehende Netzanschluss kein geeigneter Verknüpfungspunkt ist.

### **5.3 Netzdienliche und marktliche Steuerung von Prosumeranlagen – passgenaue Verzahnung von MsbG, EEG (§§ 9, 10b, 100) und EnWG (§ 14a) erforderlich**

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) am 27. Mai 2023 kann der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) wieder aufgenommen werden, der aufgrund von Rechtsunsicherheiten ausgesetzt worden war. Das iMSys soll neben der Bilanzierung von 15-Minuten-Messwerten und deren Fernauslesung auch die einzige zentrale, cybersichere Plattform für die Kommunikation zwischen externen Marktteilnehmern und Netzbetreibern und der Prosumeranlage, bestehend aus steuerbaren Verbrauchern (Wärmepumpe, E-Fahrzeuge) und PV-Anlagen, zum präventiven (Flexibilitäten) kurativen (Netzbetreibereingriff, z. B. Redispatch) Engpassmanagement darstellen (§ 10a EEG).

Eine gute und sinnvolle Verzahnung von MsbG, EEG (§§ 9, 100) und den Festlegungen zu § 14 a EnWG sowie weiterer Rahmenbedingungen, um Flexibilitäten anzureizen (§ 14c EnWG), ist somit eine Voraussetzung für die Beschleunigung der dezentralen Energiewende im Gebäudesektor. Dies ist aus Sicht des BSW noch nicht abschließend gelungen.

Der BSW begrüßt im Grundsatz das Vorhaben, die Digitalisierung der Stromnetze voranzutreiben. Die Verpflichtung zur 15-Minuten-Bilanzierung bei Einsatz intelligenter Messsysteme ist ein konsequenter Schritt, um die Flexibilität im Stromsystem verfügbar machen zu können, denn das iMSys stellt im Vergleich zur sonst eingesetzten teuren Registrierenden Leistungsmessung (RLM) eine kostengünstige Alternative dar. Auch der Erhalt des wettbewerblichen Messstellenbetriebs ist von großer Bedeutung, denn die wMSB haben eine wichtige Rolle bei einem beschleunigten Ausbau der PV im Rahmen des MsbG. (siehe dazu auch Kap. 4.4 zu § 3 (3a) MsbG).

Allerdings gibt es aus Sicht des BSW nach wie vor noch sehr viele ungeklärte Fragen bzgl. der praktischen Umsetzung, insbesondere was den deutschen Sonderweg „Steuern über iMSys“ betrifft. Die resultierende Verunsicherung und auch die fehlende Information und Sensibilisierung der Bürger:innen bzgl. dieser Vorhaben können den weiteren Ausbau bremsen und die Akzeptanz bei den Verbrauchern senken.

**Bei den Änderungen im EEG und in den Festlegungen zum § 14 a EnWG muss berücksichtigt und sichergestellt werden, dass die Anbindung von Neu- und Bestandsanlagen zur Fernsteuerung der Anlagen bzw. Komponenten technisch und wirtschaftlich darstellbar ist und dass bei Neuanlagen nicht erst mit alter Technik eine Zwischenlösung gefordert wird, die nach kurzer Zeit wieder ausgetauscht werden muss.**

Einige der Regelungen betreffen zusätzlich unmittelbar die Entwicklungen bei der Gestaltung des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Jedoch sind die Regelungen zu den steuerbaren Verbrauchern und den PV-Anlagen nicht gut miteinander verzahnt. Hier besteht noch ein erheblicher Klärungsbedarf, wie in der Übergangsphase mit der Anbindung von sektorgekoppelten Kundenanlagen umgegangen werden soll.

**Eine Harmonisierung der Gesetze 14a EnWG, § 9 EEG und § 19 MsbG ist unbedingt erforderlich, Übergangs- und Umsetzungsphasen müssen einheitlich aufeinander abgestimmt werden.** Dabei darf es gegenüber dem novellierten MsbG vom Mai 2023 keine Verschärfungen bzgl. der Regelungen zu energie-wirtschaftlich relevanten Daten (ERD) und betrieblichen Daten geben.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

- Gute und sinnvolle Verzahnung von MsbG, EEG (§§ 9, 100) und den Festlegungen zu § 14a EnWG sowie weiteren Rahmenbedingungen, um Flexibilitäten anzureizen (§ 14c EnWG)
- Verpflichtende Nutzung des iMSys nur zur netzbetrieblich notwendigen Steuerung (§ 14a) und erst, wenn die gesamte Kommunikationskette technisch möglich und wirtschaftlich verhältnismäßig ist
- Technologieoffenheit bei der Anlagensteuerung zulassen, insbesondere bei der Anlagensteuerung aus marktlichen Zwecken

### **5.4 § 95 Nummer 2a – neue Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an die Anbindung von Erzeugungsanlagen an das Smart-Meter-Gateway droht Erfolge beim MsbG zu gefährden**

Das BMWK soll ermächtigt werden, durch zwei Rechtsverordnungen im EEG und MsbG Regelungen zur Weitverkehrsnetz-Anbindung (i. d. R. Internetanbindung) von Anlagen einschließlich Steckersolargeräten zu treffen. Dadurch soll bei „unverhältnismäßigen Gefahren“ sichergestellt werden, dass die Cybersicherheit durch den PV-Ausbau, insbesondere von Steckersolargeräten, nicht beeinträchtigt wird. Eine solche Verordnung soll explizit ohne Zustimmung des Bundestags oder des Bundesrats erlassen werden können und auch rückwirkend auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2023 anwendbar sein. Die Verordnungsermächtigung im MsbG wurde bereits am 10.11.2023 im Bundestag beschlossen. Die Verordnungsermächtigung im EEG ist im Solarpaket I geplant, was sich derzeit noch im parl. Verfahren befindet.

Der BSW lehnt die Einführung solch weitreichender einseitiger Verordnungsermächtigungen für das BMWK in dieser Formulierung als unverhältnismäßig und übereilt ab. Alleine die Existenz einer derartigen Ermächtigungsverordnung im aktuellen Wortlaut würde erneut zu einer Verunsicherung bei den Herstellern und Marktakteuren führen, nachdem mit der Novellierung des MsbG im Mai 2023 gerade eine Marktberuhigung stattgefunden hat. Nach eingehender juristischer Prüfung fordert der BSW dringend eine Konkretisierung dieser beiden Verordnungsermächtigungen.

#### **Ausführliche Begründung**

Diese Verordnungsermächtigungen betreffen explizit die Neuregelungen im § 19 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), das erst im Mai 2023 verabschiedet wurde. Das überarbeitete MsbG hatte nach jahrelanger Verunsicherung zu einer spürbaren Marktberuhigung und einer gewissen Planungssicherheit geführt, wobei noch wesentliche Festlegungen fehlen. Das MsbG beinhaltet eine – vermeintlich – finale Definition der Daten, die zwingend über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) kommuniziert werden müssen, die sogenannten energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD). Betriebliche Daten hingegen, die im MsbG nicht als ERD eingestuft wurden, dürfen über andere Kanäle, z. B. das sehr leistungsfähige vorhandene Kunden-Netzwerk (LAN, WLAN), kommuniziert werden (alternative WAN-Schnittstelle).

Die Definition der ERD und die Notwendigkeit der alternativen WAN-Schnittstelle wurden lange und intensiv in verschiedenen Gremien und auch im Bundestag im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens zum MsbG diskutiert. Die kostenfreie Nutzung der kundenseitig verfügbaren Internetanbindung durch

die Hersteller ist bei der aktuell nur eingeschränkten Leistungsfähigkeit von zertifizierten, am Markt erhältlichen SMGW notwendig, um den Betrieb von Komponenten im Smart-Home- und Smart-Grid-Bereich erfüllen zu können (Energiemanagement, Monitoring, Software-Updates u. Ä.).

Auch ist der Standardisierungsprozess für den Anschluss von EE- und Prosumeranlagen an ein SMGW nach wie vor nicht abgeschlossen. Die fehlende Technische Richtlinie Teil 5 wurde erst im September als Entwurf zur Kommentierung vorgelegt. Der Entwurf führt einen Kommunikationsadapter ein, der in Zukunft dafür sorgen soll, dass Komponenten auch *mit* Internetanschluss sicher an die Gateway-Infrastruktur angeschlossen werden können. Sie wird im Grundsatz von den Marktteilnehmern begrüßt, lässt allerdings immer noch Fragen offen. So ist z. B. das Thema Interoperabilität beim Anschluss der Kundenanlage noch nicht abschließend geklärt.

Erst wenn das SMGW eine schnelle, leistungsfähige und kostenneutrale Kommunikationsleitung zwischen den Anlagen und den Herstellersystemen (Backends, Clouds) bereitstellt, kann eine ausschließliche Kommunikation sämtlicher Daten über das SMGW praktisch umgesetzt werden. In der heutigen Praxis stellt auch der Versand von Messwerten oder die viertelstündliche Bilanzierung die Marktteilnehmer vor enorme Herausforderungen und der Einsatz von iMSys scheitert vielfach noch am fehlenden Mobilfunkempfang im Keller. Dieser Weiterentwicklungsprozess benötigt noch Zeit.

Nun soll der Verordnungsgeber im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes ermächtigt werden, die Weitverkehrsnetzanbindung auf die Nutzung von Smart-Meter-Gateways zu beschränken oder sogar eine gänzliche Untersagung der Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen auszusprechen.

Damit könnte das BMWK per Verordnung und ohne Rücksprache mit Parlament oder Bundesrat die gerade erst beschlossene Regelung kippen und die Nutzung von bestehenden Netzwerkverbindungen sogar rückwirkend verbieten. Das würde einen massiven Eingriff in die Funktionalität von Bestandsanlagen bedeuten und könnte sogar dazu führen, dass der ordnungsgemäße Betrieb der Anlagen nicht mehr gewährleistet werden kann. Der für einen wirksamen Betrieb notwendige Datenverkehr geht weit über die beschränkten Funktionen des SMGW hinaus. Teilweise werden auch für den Betreiber sicherheitsrelevante Funktionen wie das Monitoring der Lithium-Ionen-Akkus in Speichern über das Internet abgewickelt.

Auch wenn man berücksichtigt, dass der Verordnungsgeber durch den Begriff der „unverhältnismäßigen Gefahr“ eingeschränkt ist und begründen muss, ob und warum ein unzumutbares Risiko für das betroffene Schutzgut vorliegt und ob durch die Verordnung das Risiko durch eine angemessene Maßnahme begrenzt wird und gleichzeitig kein milderer (gleich effektives) Mittel besteht, ist aus BSW-Sicht eine Konkretisierung dringend erforderlich.

Zunächst muss die Gefahrenlage näher definiert werden. Zudem werden die geschützten Rechtsgüter nicht konkret benannt, die miteinander abgewogen werden müssen. Und auch wenn der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gilt, nach dem der Verordnungsgeber bei Grundrechtseingriffen stets zunächst das mildeste von mehreren gleich wirksamen Mitteln wählen muss, lässt sich ein stufenweises Vorgehen aus der Formulierung nicht unmittelbar ablesen.

In der am 10.11.2023 im Bundestag bereits beschlossenen Verordnungsermächtigung im MsbG wird in § 19 Abs. 2 S. 3 in Nr. 2 lediglich in lit. a) das Tatbestandsmerkmal der „unverhältnismäßigen Gefahren“ genannt, jedoch nicht lit. b) und c). Die Buchstaben a), b) und c) sind jedoch voneinander unabhängige

Ermächtigungsgrundlagen. Vor diesem Hintergrund erscheint es denkbar, dass ausschließlich auf Grundlage von Buchstabe b) eine Verordnung erlassen werden könnte. Und in diesem Fall wäre das Erfordernis einer „unverhältnismäßigen Gefahr“ vom Wortlaut der Ermächtigungsnorm nicht erforderlich. Hier Bedarf es dringend einer Klarstellung.

Der BSW hat großes Interesse daran, einen sicheren Betrieb von PV-Anlagen zu gewährleisten. Daher sollten diese berechtigten Sorgen wie bisher im Austausch mit Fachexpert:innen im Rahmen des Branchendialogs diskutiert werden.

Sollten die Bedenken insbesondere die wachsende Zahl von Steckersolargeräten betreffen, sollten spezifische Regelungen dazu vorgeschlagen und konsultiert werden. Die Verordnungsermächtigung umfasst aber die Anbindung von PV-Anlagen insgesamt und könnte die Regelungen des gerade erst novellierten MsbG zu den energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD) außer Kraft setzen. Somit würden die negativen Folgen alle PV-Anlagen treffen.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

1. Die Formulierungen in § 95 Nr. 2a EEG-E und § 19 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 MsbG-E müssen entsprechend angepasst und insbesondere die Gefahrenlage muss näher definiert und konkretisiert werden.
2. Die Einschränkung auf die Anwendung bei „unverhältnismäßigen Gefahren“ muss auch im MsbG auf alle aufgeführten Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 MsbG-E Anwendung finden.
3. Es muss deutlich gemacht werden, dass eine stufenweise Vorgehensweise erforderlich ist. Sollte dies nicht in der Gesetzesformulierung direkt erfolgen, muss es spätestens in der Begründung deutlich gemacht werden.
4. Eine gänzliche Untersagung der Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen, aber auch schon die Beschränkung auf die verpflichtende Anbindung über ein SMGW der aktuellen „Generation“ ist praxisfern. Wechselrichter, Energiemanagementsysteme u. Ä. brauchen immer einen Internetzugang, gerade auch um z. B. netzdienliches Energiemanagement zu betreiben.
5. Die Durchsetzung der Verordnung bei Bestandsanlagen muss als kritisch erachtet werden, denn es wären die Anlagenbetreiber, in deren Verantwortung der Betrieb der Anlagen liegt, die eine Trennung der Komponente vom Netzwerk durchführen oder in Auftrag geben müssten. Es ist schwer vorstellbar, wie dies praktisch umgesetzt werden sollte.
6. Sollten bei Sicherheitsüberprüfungen des BSI Schwachstellen oder Risiken erkannt werden, dann muss im Gesetz klar definiert werden, wie das BSI gegen solche Hersteller vorgeht. Eine pauschale Einschränkung der Internet-Konnektivität durch eine Verordnung des BMWK für alle Anlagen einer bestimmten Größe ist nicht der richtige Weg. Ebenfalls muss es einen effektiven und individuellen Rechtsschutz gegen solche Anordnungen des BSI geben.

7. Die Festlegung umfassender Anforderungen an die IT-Sicherheit von PV-Anlagen gehört in den Bereich der IT-Sicherheitsgesetze, wo schon heute Kriterien für das „Schwarmverhalten“ von dezentralen Einspeisern bestehen (BSI-KritisVO). Die parallele Entwicklung bzw. Bearbeitung von Cybersecurity-Anforderungen an PV-Anlagen im BSI-Gesetz/BSI-KritisVO einerseits und im MsbG andererseits und jetzt auch noch im EEG sehen die Verbände kritisch. BMWK und BMI müssen gemeinsam sicherstellen, dass bei Fragen der Cybersicherheit keine Doppelstrukturen entstehen, die zu abweichenden, schlimmstenfalls gegensätzlichen Anforderungen führen können.

## 5.5 Wettbewerbliche Messstellenbetreiber nicht benachteiligen – zu § 3 (3a)

### MsbG

Im vorliegenden Gesetzentwurf soll das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) geändert werden. Im § 3 (3a) MsbG sollen die Wörter „grundzuständige“ und „grundzuständigen“ gestrichen werden.

Dies würde eine klare Benachteiligung wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB) bedeuten, da die kurze Vorlaufzeit als wettbewerbsbehindernd zu werten ist. Das lehnt der BSW ab.

§ 3 (3a) legt fest, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) spätestens innerhalb eines Monats nach Auftragseingang einer von einem Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer verlangten Änderung oder Ergänzung einer Messeinrichtung durch Vornahme aller erforderlichen Arbeiten nachzukommen hat. Nach der im Entwurf vorgeschlagenen Änderung müssten auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB) diese Frist einhalten. Aufgrund der kurzen Wege des gMSB im Gegensatz zu den langen Wegen des wMSB würde bei einer so kurzen Frist der wMSB deutlich behindert gegenüber dem lokalen, regulierten Monopolisten. Allein der Vorlauf für die Buchung und Disposition der entsprechenden Installateurskapazitäten würde es wMSBs sehr schwer bis unmöglich machen, dem Kundenwunsch so kurzfristig zu entsprechen. Darüber hinaus sind solche kurzfristigen Anfragen mit deutlichen Mehraufwänden verbunden, die den Kunden in Rechnung gestellt werden müssten. Sofern der gMSB nicht berechtigt ist, diese Kosten abzurechnen, wären wMSB entweder ebenfalls gezwungen, Angebote unterhalb ihrer Gestehungskosten zu machen oder aber Preisnachteile gegenüber den gMSB in Kauf zu nehmen. In beiden Fällen würden die wMSB in ihrer Fähigkeit behindert, gegenüber den gMSB in einen fairen Wettbewerb zu treten. wMSB haben eine wichtige Funktion bei der Markt- und Netzintegration der PV-Anlagen und dürfen nicht benachteiligt werden.

### → BSW-EMPFEHLUNG

In § 3 (3a) MsbG sollten die Wörter „grundzuständige“ und „grundzuständigen“ *nicht* gestrichen werden.

## 5.6 Weitere Themen zur Verbesserung der Netzintegration

### Einrichtung einer Clearingstelle Netze

Die zunehmende Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien führt dazu, dass neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) immer mehr verschiedene Gesetze, Verordnungen (u. a. Energiewirtschaftsgesetz EnWG, Messstellenbetriebsgesetz MsbG), in diesem Zusammenhang aber auch weitere Regelwerke wie technische Normen und Anwendungsregeln für die EE-Anlagen relevant werden. Häufig müssen die abstrakten Regeln auf den Einzelfall angewandt und juristisch ausgelegt werden.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Um die Beteiligten bei der Rechtsauslegung zu diesen Fragen zu unterstützen, Verfahrenskosten zu reduzieren und die Realisierung zu beschleunigen, sollte eine „Clearingstelle Netze“ nach dem Vorbild der Clearingstelle EEG/KWKG Grundsatzfragen klären und in Streitfällen schlichten (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### Unnötig teure und verzögerte Netzanschlüsse und Inbetriebnahmen

Netzbetreiber (NB) fordern bei der Umsetzung der technischen Regeln und Normen häufig umfassende Modernisierungen, die über das technisch Notwendige und Verhältnismäßige hinausgehen. Das führt zu unnötig hohen Kosten bei der Installation von PV-Anlagen oder gar zum Unterlassen von Investitionen, sodass Solarpotenziale nicht ausgeschöpft werden und die Motivation der Investoren zerstört wird. Die technischen Anforderungen variieren teilweise erheblich in ihrer Wirkung auf Aufwand und Kosten. Handwerk und Anlagenbetreiber sind bei der Anwendung der Rechtsgrundlagen überfordert.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt eine Klarstellung, insbesondere im EnWG und EEG, bei den Verweisen auf technische Regeln, die Netzbetreiber festlegen sollen, dass nur das technisch Notwendige und Verhältnismäßige vorgeschrieben werden darf und im Zweifel der Netzbetreiber dies nachzuweisen hat. Wenn Einzelkomponenten, Anlagenkonzepte oder technische Lösungen die gleichen Funktions- und Schutzziele erreichen, sind diese als gleichwertig zuzulassen und spezifischere Vorgaben der Netzbetreiber unzulässig. Auch könnte eine „Clearingstelle Netze“ von großem Vorteil sein (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).

### Bundesweite Anerkennung von Installateursverzeichnissen

Handwerker führen oftmals sensible Arbeiten durch, welche große Sorgfalt und fachliche Kompetenz voraussetzen. Daher werden für bestimmte Aufgabenbereiche wie Arbeiten an Anlagen des Verteilnetzes oder Vorbereitung von Netzanschlüssen von Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen Installateursverzeichnisse geführt. Nach § 13 Abs. 2 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) sind zeitaufwendige Maßnahmen notwendig, um bei jedem der rund 900 VNB im Installateursverzeichnis zu stehen.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt, dass Installateursverzeichnisse bundesweit gültig und digital abrufbar sein müssen. Dazu muss gelten, dass die Eintragung in das Installateursverzeichnis eines Verteilnetzbetreibers dazu berechtigt, Installationen in sämtlichen Verteilnetzen des Bundesgebietes durchführen zu dürfen.

#### Vereinheitlichung der TAB und Überprüfung spezifischer Anforderungen von Netzbetreibern

Jeder der rund 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland stellt eigene Technische Anschlussbedingungen (TAB) auf und definiert damit eigene Anforderungen an die elektrische Anlage des Netzan schlussnutzers. Der gesetzliche Rahmen für TAB wird in der Niederspannungsverordnung gesetzt. Leider kommt es immer wieder zu überzogenen und teils willkürlichen technischen Anforderungen in den TABs der Netzbetreiber. Zudem herrscht für den benötigten Massenmarkt keine Planungssicherheit für landesweit tätige Installationsunternehmen, da man immer wieder mit neuen Anforderungen in einem neuen Netzgebiet konfrontiert wird.

Mittlerweile wurde der Beitrag zum Branchendialog Beschleunigung von Netzanschlüssen zum Thema „Stärkung der TAR und neues Verfahren für abweichende TAB“ zur internen Konsultation bereitgestellt. Danach sollen Netzbetreiber begründen, wenn sie von den TAR abweichen. Der BSW begrüßt diesen Vorschlag im Grundsatz und beteiligt sich gemeinsam mit dem Dachverband BEE an dieser noch laufenden Konsultation.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW unterstützt im Grundsatz den Ansatz zur Vereinheitlichung der TAB. Insbesondere sollte in einem ersten Schritt bundesweit einheitlich festgelegt werden, dass die TABs keine Verschärfung gegenüber den Anforderungen und Festlegungen aus den Technischen Anschlussregeln (TAR) festlegen dürfen. Der BSW erkennt die Unterschiedlichkeit der einzelnen Netze und damit verbundenen spezifischen Anforderungen an, allerdings sollten wo immer möglich einheitliche technische Anforderungen entwickelt werden und willkürliche Einzellösungen für Standardanwendungen unterbunden werden.

#### 30-kW-Grenze wieder vereinheitlichen

Mit dem EEG 2021 wurde mit § 9 Technische Vorgaben die bis dahin geltende Grenze von 30 kW für die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit bzw. den Abruf der IST-Einspeisung auf 25 kW abgesenkt und zusätzlich wurde eine 7-kWp-Grenze eingeführt. Im EU-Recht und im deutschen Steuerrecht hingegen finden sich Schwellen bei 30 kW. So wurde mit dem Jahressteuergesetz sowohl im Einkommensteuerrecht, im Gewerbesteuerrecht wie auch in der Umsatzsteuer eine Befreiungs- bzw. Vereinfachungsgrenze von 30 Kilowatt eingeführt. Uneinheitliche und unverhältnismäßig niedrig gesetzte Bagatellgrenzen führen häufig zu hohem bürokratischem und finanziellem Mehraufwand, Unsicherheiten und Verwechslungen verkomplizieren darüber hinaus auch die Administration bei allen Beteiligten.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt, die technischen Vorgaben in § 9 EEG wieder an die in vielen anderen Regelungen übliche 30-kW-Schwelle anzupassen (vgl. BSW-Stellungnahme zur PV-Strategie: <https://bsw.li/3pylOIk>).



## 6. Resilienz-Auktionen und -Boni im EEG implementieren

Ein harter internationaler Verdrängungswettbewerb und die industriepolitischen Versäumnisse der letzten 10-15 Jahre haben zu einem Reißen bzw. einer starken Ausdünnung der heimischen solaren Wertschöpfungskette geführt. In der Folge bestehen nun aufgrund der geringen Produktionsvolumen und aufgrund des im Vergleich niedrigen Skalierungsgrades signifikante Kostennachteile gegenüber der Importkonkurrenz – vor allem aus China.

Um diesen Skalierungsnachteil zu überbrücken und im harten Standortwettbewerb auch mit den USA und der dort aufgebauten Förderkulisse (IRA) bestehen zu können, bedarf es schnell wirksamer, kraftvoller und kluger industriepolitischer Maßnahmen. Die kürzlich erfolgte Ankündigung des „Interessenbekundungsverfahrens“ (<https://bsw.li/46xWDXA>) zur geplanten Förderung von Leuchtturmprojekten zum Hochlauf der industriellen Produktionskapazitäten im Bereich Photovoltaik ist ein begrüßenswerter und wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer erfolgreichen Renaissance der Deutschen Solarindustrie und zu mehr Resilienz in diesem weltweit immer wichtiger werdenden Wirtschaftszweig.

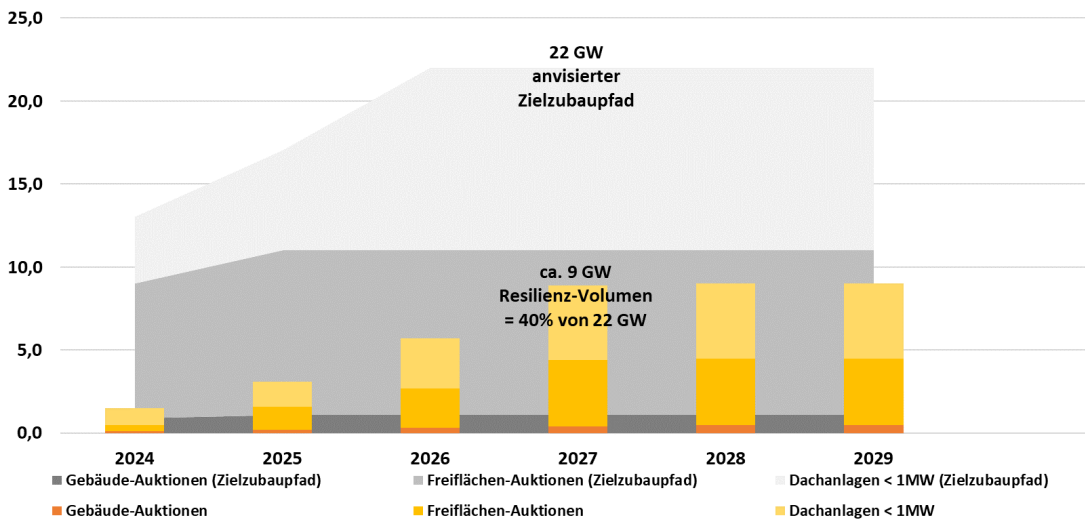
**Allerdings muss durch weitere Maßnahmen notwendigerweise auch die Kompensation höherer Betriebskosten adressiert werden, da jegliche CAPEX-Förderung in der PV-Wertschöpfungskette nur in der Lage ist, einen Bruchteil der internationalen Kostendifferenzen aufzufangen.** Gleichzeitig sollte durch diese Maßnahmen kein Protektionismus-Wettbewerb befördert werden, welcher weiterhin wichtige Importe behindern oder gar das Erreichen der PV-Ausbauziele gefährden würde. Die jüngere Vergangenheit zeigt, dass eine generelle Marktabschottung oder gar die Initiierung von Zöllen nicht zu einer nachhaltigen Stärkung der heimischen Photovoltaik-Wertschöpfung beiträgt, sondern die Energiewende deutlich verteuern würde. Vom BSW abgelehnt werden zudem die Schaffung neuer Marktbarrieren in Form von Umwelt- und Sozialstandards. Diese sind ungeeignet, zur Steigerung der europäischen PV-Wertschöpfung beizutragen. Sie würden zu einer hohen Rechts- und Planungsunsicherheit führen, einen unverhältnismäßigen bürokratischen Aufwand verursachen und den PV-Ausbau in Europa bremsen.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Um diesen Skalierungsnachteil zu überbrücken und um im harten Standortwettbewerb auch mit den USA sowie in Anbetracht der asiatischen Exportvolumen, die sich nach dem Wegfall des US-amerikanischen Marktes neue Ziele suchen, bestehen zu können, bedarf es schlagkräftiger industriepolitischer Maßnahmen, auch zur Kompensation höherer Betriebskosten.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BSW die Einführung von Resilienz-Ausschreibungen (siehe 6.1) und Resilienz-Boni (siehe 6.2) mit einem ansteigenden Marktanteil auf bis zu 40 Prozent vor:

**Beispiel: Aufwuchspfad der Resilienz-Segmente & anvisierter Zubau [GW]**



Die Einführung von Resilienz-Auktionen und -boni sollte in Anbetracht der aktuellen Marktentwicklungen schnellstmöglich noch im Solarpaket I und spätestens zum 1.1.2024 erfolgen. Dadurch wird verhindert, dass der Vorsprung der ausländischen Konkurrenz noch größer wird und gleichzeitig wird ein verlässlicher Absatzmarkt für bestehende und künftige europäischen Produzenten etabliert.

Weitere Informationen finden sie im Hintergrundvermerk [<https://bsw.li/48lXgyO>]. Es liegen zudem ein detaillierter Formulierungsvorschlag zur gesetzlichen Umsetzung der Resilienz-Ausschreibungen und – Boni innerhalb des EEG sowie ein Rechtsgutachten vor, welches diesem Programm eine hohe WTO-Konformität bestätigt. Beide Dokumente können bei Interesse gerne abgefragt werden.

## 6.1 Schaffung eigenständiger Resilienz-Ausschreibungen im PV-Marktsegment > 1 MW

Das Auktionsverfahren im EEG bietet einen ausgereiften Marktmechanismus, um Zubau-Volumen und Förderhöhen zu steuern und geeignete Zugangskriterien zu einzelnen Auktionstöpfen zu definieren. Die Erweiterung des bestehenden EEG-Ausschreibungsmechanismus um ein gesondertes Ausschreibungssegment „Resilienz“ kann gezielt und kosteneffektiv die Nachfrage nach Produkten aus der europäischen Wertschöpfungskette anreizen.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt, im Rahmen der kommenden EEG-Novelle Resilienz-Auktionen zu schaffen. Diese sollten nur für PV-Systeme mit einem Mindestanteil an europäischer Wertschöpfung zugänglich sein und mit Gebotshöchstwerten ausgestattet werden, welche die Zusatzkosten von Modulen und Wechselrichtern ausgleichen, die vollständig oder teilweise in Europa (hier: European Economic Area = EEA) produziert wurden. Da Produzenten anders als z. B. im U.S. Inflation Reduction Act keinen Zugriff auf eine massive OPEX-Förderung in allen Stufen der PV-Wertschöpfungskette zur Preisreduktion haben, ist die Schaffung eines Ausgleichs für die resultierenden, höheren PV-Systempreise unabdingbar. Die zu erwartende

Skalierung der europäischen PV-Produktion erlaubt dabei einen Degressionsmechanismus zur Absenkung des Höchstgebotswertes im Zeitverlauf. Auf der anderen Seite sollte das Volumen dieser Resilienz-Auktionen mit den europäischen Produktionskapazitäten synchronisiert werden und folglich dynamisch anwachsen.

Dieses Vorgehen basiert auf Artikel 20 des Net Zero Industry Acts (NZIA) der EU, welcher die Anwendung von über den Marktpreis hinausgehenden Kriterien in Auktionen anregt, und stellt eine kluge Implementierung dieser Vorgabe im bereits ausgereiften deutschen Marktumfeld dar. Der Nachweis europäischer Wertschöpfungsstufen anhand der Produktionsstandorte bietet das effektivste Kriterium zur Differenzierung (6 Stufen: Polysilizium, Ingot/Wafer, Zelle, Solarglas, Modul, Wechselrichter), wobei zur Teilnahme an Resilienz-Auktionen mindestens zwei europäische Wertschöpfungsstufen vorliegen sollten. Im ersten Jahr empfiehlt der BSW eine Einführungsphase, während der vorübergehend bereits eine Stufe zur Teilnahme berechtigt. Der Höchstwert für die Ausschreibungen müsste zum Ausgleich des anfänglichen Kostenunterschieds um lediglich 2,3 ct/kWh im Vergleich zu aktuell geltenden Höchstwerten angehoben werden.

Gewonnene Zuschläge der Resilienz-Auktionen werden wie die bisherigen EEG-Ausschreibungen im Pay-as-Bid-Verfahren ausgezahlt. Im Falle einer Überzeichnung der Auktionen kommt beim Ranking der Gewinner aber ein Korrekturfaktor zum Einsatz, welcher Gebote mit hoher europäischer Wertschöpfungstiefe gegenüber solchen mit niedriger EU-Wertschöpfungstiefe priorisiert. Die Korrekturfaktoren richten sich dabei nach dem Umfang der europäischen Wertschöpfungstiefe der Gebote. Die Korrekturfaktoren dienen lediglich dem Ranking und haben keinen Einfluss auf den gebotenen Zuschlagswert.

Die exakten Korrekturfaktoren sind im Hintergrundvermerk zu den Resilienz-Auktionen [<https://bsw.li/48lXgyO>] aufgelistet und basieren auf den von der European Solar PV Industry Alliance (ESIA) in Kooperation mit der EU-Kommission ermittelten „Funding Gaps“, was deren Vergütung beihilferechtlich bereits jetzt absichert. Das Ausschreibungsvolumen sollte dabei in Einklang mit den Zielwerten des NZIA schrittweise auf maximal 40 Prozent des EEG-Ausschreibungsvolumens anwachsen:

	Anteil der Resilienz-Programme am Gesamtvolumen des jeweiligen Segments			
	Ausschreibungen 2. Segment (Gebäude > 1 MW)		Ausschreibungen 1. Segment (Freifläche)	
	Gesamt (= EEG 2023)	davon Resilienz-Auktionen	Gesamt (= EEG 2023)	davon Resilienz-Auktionen
2024	0,9 GW	ca. 10 % (0,1 GW)	8,1 GW	ca. 5 % (0,4 GW)
2025	1,1 GW	ca. 20 % (0,2 GW)	9,9 GW	ca. 15 % (1,4 GW)
2026	1,1 GW	ca. 24 % (0,3 GW)	9,9 GW	ca. 25 % (2,4 GW)
2027	1,1 GW	ca. 35 % (0,4 GW)	9,9 GW	ca. 40 % (4,0 GW)
2028	1,1 GW	ca. 40 % (0,5 GW)	9,9 GW	ca. 40 % (4,0 GW)
2029	1,1 GW	ca. 40 % (0,5 GW)	9,9 GW	ca. 40 % (4,0 GW)

## 6.2 Schaffung von Resilienz-Boni im Marktsegment < 1 MW

Auf dem Weg zur vollständigen Skalierung der heimischen Produktionskapazitäten ist es entscheidend, für Neuinvestitionen gerade auch im PV-Segment unter 1 MW Absatzmärkte für Produkte mit europäischer Wertschöpfung zu schaffen.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Im PV-Marktsegment außerhalb von Ausschreibungen sollte in Anlehnung an die bestehende EEG-Förderstruktur ein Resilienz-Bonus-System eingeführt werden, welches analog zu den Resilienz-Auktionen erhöhte Einspeise-Vergütungssätze bei einer Investition in Systeme gewährt, deren Komponenten europäische Wertschöpfungsstufen aufweisen. Diese Vergütungen sollten nach europäischer Wertschöpfungstiefe gestaffelt werden und ebenfalls einer jährlichen Degression unterliegen. Die Höhe der Boni sollte je nach Wertschöpfungstiefe zwischen beispielsweise 1,2 ct/kWh (für europäische Wafer- und Zellfertigung) und 3,5 ct/kWh (für alle PV-Wertschöpfungsstufen aus europäischer Produktion) liegen.

Die Höhe der einzelnen Boni für jede europäische Wertschöpfungsstufe wird hierbei im BSW-Hintergrundvermerk zu den Resilienz-Boni [<https://bsw.li/48IXgyO>] konkretisiert. Die Berechnung beruht ebenfalls auf den bestehenden „Funding Gap“-Analysen der ESIA, so dass die Boni bereits in Einklang mit den EU-Beihilfeleitlinien stehen.

## 7. Akzeptanz sichern und Datenbasis verbessern

### 7.1 Kommunale Beteiligung nach § 6 EEG praxisorientiert umsetzen

Die kommunale Beteiligung stellt ein wichtiges Instrument zur Schaffung von Akzeptanz vor Ort und zur Beteiligung der Kommunen an der Energiewende vor Ort dar. PV-Anlagen, die auf baurechtlich privilegierten Flächen errichtet wurden, konnten durch eine fehlende Folgeänderung bisher die kommunale Beteiligung nicht nutzen, da sich der regelnde § 6 EEG auf den Bebauungsplan bezieht. Mit der nun in § 6 EEG (GE) vorgeschlagenen Regelung soll dieser Fehler geheilt werden. Die bisherige Regelung zur kommunalen Beteiligung bezieht sich zudem nur auf PV-Freiflächenanlagen und nicht auf PV-Anlagen auf Konversionsflächen sowie baulichen Anlagen. Diese Ungleichbehandlung der in der Allgemeinheit häufig als „Freifläche“ betrachteten Solaranlagen auf Konversionsflächen bzw. baulichen Anlagen ist den Gemeinden und Bürger:innen vor Ort nicht vermittelbar und die Regelung soll im vorliegenden Gesetzentwurf nun auf alle Anlagen des „1. Segments“ ausgeweitet werden. Die Beschränkung der Erstattungsfähigkeit der geleisteten Beträge auf geförderte Anlagen soll jedoch weiterhin bestehen bleiben.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die in § 6 EEG (GE) geplante Ausweitung der kommunalen Beteiligung auf alle Anlagen des 1. Segments sowie die Klarstellung, dass die kommunale Beteiligung auch durch Anlagen, die auf baurechtlich privilegierten Flächen errichtet wurden, erfüllt werden kann, wird begrüßt und sollte zügig umgesetzt werden. Es stellt sich jedoch die Frage, ob nicht durch eine Streichung der Voraussetzung, den Vertrag erst „nach dem Beschluss des Bebauungsplans“ abzuschließen, eine generelle Vereinfachung erreicht werden kann. Denn auch auf einer baurechtlich privilegierten Fläche können die Kommunen baurechtliche Planungen vornehmen, wodurch die vorgeschlagene Regelung zu Praxisproblemen führen könnte.

Zudem sollte die Erstattungsmöglichkeit auch auf Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (z. B. PPA-Anlagen) ausgeweitet werden.

Die im EEG 2023 eingeführte Kopplung naturschutzfachlicher Kriterien an die kommunale Beteiligungsmöglichkeit sieht der BSW weiterhin kritisch, da sie PV-Projektierer:innen vor die Herausforderung stellt, dass die Beteiligungsmöglichkeit und damit auch die Aushandlung naturschutzfachlicher Kriterien erst nach der Planung des Solarparks diskutiert und festgelegt werden darf. So darf nach § 6 EEG ein Vertrag über die kommunale Beteiligung erst nach Satzungsbeschluss geschlossen werden. Zu dem Zeitpunkt wurde die Solaranlage jedoch bereits geplant. Die Festlegung von naturschutzfachlichen Kriterien zu diesem Zeitpunkt kann zu kostspieligen und zeitintensiven Überarbeitungen der Pläne führen.

## 7.2 Energy Sharing

Beim Energy Sharing schließen sich mehrere regionale Stromverbraucher:innen (Bürger:innen, Kommunen und KMU) zu einer Bürgerenergiegesellschaft zusammen und betreiben im räumlichen Zusammenhang eine oder mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Bürgerenergiegesellschaft (BEG) versorgt sich dabei teilweise aus ihren eigenen regionalen erneuerbaren Projekten. Alle beteiligten Bürger:innen bzw. Mitglieder der BEG beziehen den Strom ihrer gemeinschaftlich betriebenen Anlagen und vermarkten ihren Überschussstrom gemeinsam. Damit würden gezielt Anreize für die lokale Nutzung von Flexibilitäten gesetzt, während Verbraucher:innen auch finanziell profitieren.

Die unmittelbare Teilhabe an der Energiewende stärkt nachweislich die Akzeptanz und die Identifikation mit der Energiewende. Energy Sharing kann zudem das Interesse am Bau von Photovoltaikanlagen, aber auch Erneuerbare-Energien-Anlagen insgesamt, vor Ort steigern und damit private wie öffentliche Investitionen mobilisieren.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Die Europäische Union hat Energy Sharing bereits 2019 in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art. 22) mit einer Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 verankert. Die Frist lief ohne entsprechende Umsetzung in deutsches Recht ab. So weist weder das EEG 2023 noch ein anderes Energiegesetz bisher eine Regelung zum Energy Sharing auf. Aus diesem Grund enthält der Entschließungsantrag des Bundestags zum EEG 2023 vom 5. Juli 2023 einen Prüfauftrag an die Bundesregierung, Vorschläge für die Einführung von Energy Sharing im Rahmen der nächsten Gesetzgebungsprozesse zu unterbreiten. Dieser Prüfauftrag sollte zeitnah umgesetzt werden.

## 7.3 Zubaudaten nach § 19 MaStRV technologiespezifisch ausweisen und statistische Erfassung im Marktstammdatenregister verbessern

Die detaillierte monatliche Veröffentlichung nach § 19 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) der Bundesnetzagentur zum Zubau erneuerbarer Energien dient zahlreichen Stakeholdern als verlässliche Informationsquelle. In der neuen Formulierung des § 19 MaStRV zu Veröffentlichungen wird nicht länger zwingend in einzelne erneuerbare Energien unterschieden. Die daraus resultierende Veröffentlichung würde auch nicht zwingend eine Unterscheidung des PV-Zubaus nach Art der Förderung oder Lage (z. B. Freiflächen-Zubau aus EEG-Ausschreibungen) ermöglichen.

Zudem weist die Datenerfassung weiterhin einige blinde Flecke auf, die eine Auswertung des förderfreien PV-Zubaus erschweren. Dies liegt daran, dass mit der Abschaffung des 52-GW-Deckels das Feld „Werden oder wurden für die Solaranlagen Zahlungen des Netzbetreibers in Anspruch genommen?“ entfallen ist. Zudem ist aktuell noch fraglich, ob und wie der Zubau effekt im Rahmen der gesetzlichen Solarpflichten erfasst werden soll.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Um eine nützliche Veröffentlichung nach § 19 MaStRV sicherzustellen, empfiehlt der BSW, diesen wie folgt zu fassen:

*„Die Bundesnetzagentur veröffentlicht spätestens zum letzten Kalendertag eines Monats den Zubau der einzelnen erneuerbaren Energien im vorangegangenen Monat auf einer von ihr betriebenen Internetseite. Gesondert auszuweisen ist der Zubau von Solaranlagen nach Art der Förderung und Lage.“*

Für ein effektives Monitoring des PV-Zubaus sollten aus Sicht des BSW zwei zusätzliche Felder ins Marktstammdatenregister aufgenommen werden. Einerseits sollte das Feld „Werden aktuell für die Solaranlagen Zahlungen des Netzbetreibers in Anspruch genommen?“ (Antwort Ja/Nein) zur Abgrenzung von förderfreien Anlagen wieder ins Marktstammdatenregister aufgenommen werden. Andererseits sollte zum Monitoring der Wirkung der Solarpflichten ein neues Feld „Fällt die Solaranlage unter eine gesetzliche Solarpflicht?“ (Antwort Ja/Nein) in das Marktstammdatenregister aufgenommen werden.

### **Rückfragen:**

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, [geschaeftsleitung@bsw-solar.de](mailto:geschaeftsleitung@bsw-solar.de)

Christian Menke, Referent Politik & Solartechnik, [menke@bsw-solar.de](mailto:menke@bsw-solar.de), Tel. 030 29 77788 - 34

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, [seltmann@bsw-solar.de](mailto:seltmann@bsw-solar.de), Tel. 030 29 77788 - 28

Benedikt Fischer, Referent Solartechnik & Recht, [fischer@bsw-solar.de](mailto:fischer@bsw-solar.de), Tel. 030 29 77788 - 33