

# Empfehlungen zur Beseitigung weiterer Marktbarrieren sowie zum Bürokratieabbau bei der Photovoltaik

## Inhaltsverzeichnis

1. Förderkosten durch eine Weiterentwicklung des § 51a EEG zu einer Mengenabsicherung senken .....	1
2. Erbschaftssteuer Risiken bei der Verpachtung von landwirtschaftlich genutzten Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen beseitigen.....	5
3. Hemmnisse bei der Anlagenzusammenfassung abbauen – Kommunen entscheiden lassen.....	7
4. Netzverknüpfungspunkte durch gemeinsame Nutzung von EE-Anlagen effizient nutzen.....	10
5. Kommunen und Bürger:innen angemessen und verhältnismäßig beteiligen .....	11

## 1. Förderkosten durch eine Weiterentwicklung des § 51a EEG zu einer Mengenabsicherung senken

Der starke und notwendige Zubau der Photovoltaik und ein noch unzureichender Zubau an Flexibilitäten führt zunehmend zu sinkenden Marktwerten und negativen Börsenstrompreisen. In diesen Zeiten greift der § 51 EEG, wonach in diesen Stunden davon betroffenen EE-Anlagen keine Marktprämie 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. PV-Anlagen können in der Zeit auch keine Markterlöse an der Strombörse erzielen.

Die Photovoltaik ist auf Grund des Mittagspeaks bei klassischen nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen von dem Anstieg der negativen Preise besonders betroffen. So hat die BEE-Strommarktdesignstudie gezeigt, dass 2040 bis zu 20 Prozent der PV-Stromerzeugung in Zeiten mit negativen Preisen stattfindet.<sup>1</sup>

Bereits in den ersten fünf Monaten dieses Jahres lagen 16 % der bisher erzeugten PV-Stromerzeugung in §-51-EEG-Zeiten.

Diese Entwicklung müssen Projektierer und Einmalinvestoren bereits jetzt richtig antizipieren, da bereits aktuell in Bau oder Planung befindliche PV-Anlagen im Laufe des Förderzeitraums davon betroffen sein werden. Die entstehenden Erlörisiken während der gesamten 20-jährigen Vergütungsdauer gefährden die Wirtschaftlichkeit von Anlagen und erhöhen die Risikoaufschläge bei der Finanzierung von PV-Anlagen. Zwar werden die Stunden mit negativen Preisen im Rahmen des § 51a EEG am Ende des Förderzeitraums nachgeholt, jedoch nicht die betroffenen Strommengen. So kann die „nachgeholt“ Stunde für eine sommerliche Mittagsspitze z. B. in einer Winternacht liegen.

### Direktvermarkter-Dilemma auflösen

Ein wesentlicher Grund für negative Strompreise besteht aktuell in einem Fehlanreiz in der Direktvermarktung, wodurch Direktvermarkter entgegen der Marktlogik PV-Anlagen bei negativen Preisen weiterlaufen lassen und die Netzeinspeisung der Anlagen nicht reduzieren.<sup>2</sup> Dieses Verhalten ist motiviert durch ein im EEG begründetes Preisrisiko der Direktvermarkter bei Reduzierung der Einspeiseleistung. So müssen Direktvermarkter bei Anlagen, die unter den § 51 EEG fallen, bei negativen Strompreisen keine Marktprämie an den Anlagenbetreiber auszahlen – denn diese entfällt ja nach § 51 EEG. Bei positiven Börsenstrompreisen müssen Direktvermarkter die Marktprämie an die Anlagenbetreiber weiterleiten, auch wenn der Direktvermarkter freiwillig die Einspeiseleistung reduziert hat. Wenn ein Direktvermarkter nun bei negativen Börsenstrompreisen dem marktlichen Anreiz folgt, die Einspeisung von PV-Strom zu reduzieren und dadurch den Marktwert zu erhöhen, entsteht im Falle eines positiven Börsenstrompreises das Risiko, die Marktprämie an den Anlagenbetreiber für die nicht eingespeiste Strommenge auszahlen zu müssen. Die Reduzierung der Einspeiseleistung während negativer Strompreise würde damit zwar die Marktwerte erhöhen und damit die Förderkosten senken, Direktvermarkter können dies aber durch das eigene Preisrisiko in der Realität nicht umsetzen.

---

<sup>1</sup> Vgl. BEE-Stellungnahme zur Mengenförderung

<sup>2</sup> Vgl. BEE-Stellungnahme zur Mengenförderung

## → BSW-EMPFEHLUNG

Der technisch im EEG angelegte Fehlanreiz bei der Direktvermarktung sollte gelöst werden. Direktvermarkter sollten nicht mehr dafür bestraft werden, sich am Markt zu orientieren, sondern angereizt werden, die betroffenen PV-Anlagen unter Beachtung der marktlichen Bedingungen zu vermarkten.

Das Direktvermarktungsdilemma kann durch die Einführung einer Mengenabsicherung anstelle des bisherigen Förderzeitraums gelöst werden. Dabei wird die bisherige Förderung von eingespeistem Solarstrom in einem Zeitraum von 20 Jahren durch eine einmalig festgelegte und planbare vergütungsfähige Strommenge abgelöst.

Damit können Direktvermarkter auf die Marktsignale reagieren. Denn bei einer Mengenabsicherung verliert der Direktvermarkter das Preisrisiko einer Entschädigung und kann die Einspeisung von PV-Strom in Zeiten mit negativen Preisen ohne Preisrisiko reduzieren, da die in diesem Zeitraum nicht eingespeisten Strommengen problemlos nachgeholt werden können. Der nicht eingespeiste Strom kann z. B. zwischengespeichert oder im Rahmen der Sektorenkopplung verwendet werden.

Damit kann nicht nur die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen signifikant reduziert werden, sondern auch die Marktwerte erhöht und damit die Förderkosten für PV-Anlagen reduziert werden (vgl. BEE-Strommarktdesignstudie). Mit steigendem Marktwert reduzieren sich die Förderkosten von PV-Anlagen.

Die Mengenabsicherung bietet darüber hinaus den entscheidenden Vorteil, dass sie als marktdienlicher Kompensationsmechanismus fungieren kann: Nach den angekündigten PV-Maßnahmen in der Wachstumsinitiative der Bundesregierung sollen auch kleine PV-Anlagen zu Zeiten negativer Strompreise keine Förderung erhalten. Für kleinere PV-Anlagen sieht der BSW eine stärkere Weiterreichung von Marktsignalen, bspw. von negativen Strompreisen, für eine bessere Marktintegration unter der Bedingung als sinnvoll an, dass parallel dazu ein adäquater Kompensationsmechanismus eingeführt wird, der die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auf verständliche Weise sicherstellt. Eine geeignete Option für die erforderliche Kompensation der ausgesetzten Förderung zu Zeiten negativer Strompreise ist die Mengenabsicherung, die eine Grundlage für einen systemdienlichen und kalkulierbaren Betrieb von PV-Anlagen schafft. Anlagenbetreiber kleiner Anlagen hätten den Anreiz, den Strom nicht während negativer Preise einzuspeisen, sondern zu einem späteren Zeitpunkt, um den Förderanspruch für die Strommenge zu erhalten.

Mit der Mengenabsicherung werden somit zwei Ziele erreicht: Aktive Reduzierung der Zeiten mit negativen Preisen, wodurch die staatlichen Förderkosten sinken, sowie ein indirekter und einfacher Kompensationsmechanismus, da dem Anlagenbetreiber keine Mengen „verloren“ gehen.

### **Einfache Berechnung der vergütungsfähigen Strommenge**

Ein Erfolgsfaktor für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland besteht im einfachen Verständnis der Förderstruktur – vom privaten Investor im Heimsegment über gewerbliche Einmalinvestoren im Mittelstand bis hin zum professionellen Projektierer. Die Einführung einer verpflichtenden

Mengenabsicherung betrifft bereits kleinere Mittelständler mit PV-Anlagen ab einer Größe von 100 kWp. Zum Erreichen des politisch vereinbarten jährlichen Ausbauziels von 22 GW pro Jahr ist es deshalb notwendig, dass die Vergütungsstruktur auch in Zukunft verständlich und planbar bleibt.

Die **Berechnung der vergütungsfähigen Strommengen** sollte deshalb einfach und transparent in Form der folgenden Berechnungsweise erfolgen:

**Vergütungsfähiges Mengenkontingent = installierte Anlagenleistung (kWp) \* einheitlich festgelegter Wert für die durchschnittlich jährlich erzeugte Strommenge pro kWp \* bisheriger Förderzeitraum (nach § 25 EEG)**

Die Höhe des Werts für die durchschnittlich jährlich erzeugte Strommenge pro kWp sollte gesetzlich auf Grundlage wissenschaftlicher Arbeit festgelegt werden. Der BSW schlägt vor, den Wert einheitlich für alle Anlagen auf 1.000 kWh/kWp festzulegen. Bei besonders innovativen Anlagendesigns (z. B. senkrechte Ost/West-Anlagen mit bifazialen Modulen, Anlagen mit 1- oder 2-achsigen Trackern), die systembedingt eine größere durchschnittliche Stromerzeugung pro kWp erreichen, aber auch konstruktionsbedingt höhere Anlagenkosten haben, sollte jedoch ein höherer Wert durch ein Ertragsgutachten nachgewiesen werden können, um der innovativen Besonderheit der Anlagen Rechnung zu tragen.

Falls eine Bestandsanlage freiwillig in die Mengenabsicherung wechselt, erfolgt die Berechnung des noch verfügbaren Mengenkontingents unter Beachtung der Restlaufzeit: Die Berechnung erfolgt anhand der Berechnungsformel für Neuanlagen, jedoch wird beim „bisherigen Förderzeitraum“ die Restlaufzeit des Förderanspruches der Anlagen verwendet. Zwischengespeicherter Strom sollte auch in der Mengenförderung bei Einspeisung in das öffentliche Netz förderfähig bleiben.

#### Weitere Vorteile einer Mengenabsicherung:

- Der Eigenverbrauch reduziert das Mengenkontingent nicht, wodurch sich ein **Anreiz zum Vor-Ort-Verbrauch, Eigenverbrauch und Sektorenkopplung** und damit eine Entlastung des Netzanschlusses ergibt. Zur zeitlichen Begrenzung der Mengenabsicherung sollte der Förderzeitraum auf maximal 25 Jahre begrenzt werden.
- **Planbarkeit:** Die vergütungsfähige Strommenge wird zu Beginn einmal festgelegt, wodurch sich Planbarkeit sowohl für den Staatshaushalt als auch die Projektierer bezüglich des noch ausstehenden Anspruchs an vergütungsfähiger Strommenge ergibt. Für den Projektierer reduzieren sich zusätzlich Wetterrisiken und Ausfallrisiken, da in diesem Zeitraum nicht produzierte Strommengen vergütungsseitig erhalten bleiben.

- **Reduzierung von Risikozuschlägen** auf Grund der Entwicklung von §-51-Zeiten ohne Markterlöse und ohne Anspruch auf die Marktprämie
- **Systemdienlicher Ausbau:** Die einfache Berechnungsformel mit einer durchschnittlich jährlich erzeugten Strommenge pro kWp zur Ermittlung des vergütungsfähigen Mengenkontingents verbessert die Investitionsbedingungen für klassische Ost/West-Anlagen sowie für Anlagen mit weniger Sonneneinstrahlung (z. B. Norddeutschland). Der PV-Ausbau kann dadurch systemdienlicher sowie regional besser verteilt erfolgen.

Sobald das Mengenkontingent aufgebraucht ist, sollte der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber darüber informieren, so dass dieser weitergehende Vermarktungsformen nutzen kann (z. B. PPA, Verkauf von Herkunftsnachweisen).

Die Mengenabsicherung ist auch bei einer Einführung von zweiseitigen CfDs umsetzbar.

Zusätzlich zur Einführung einer Mengenabsicherung sollte negativen Strompreise durch ein starkes Hochfahren der Flexibilitäten im Strommarkt begegnet werden (u. a. durch Batteriespeicher). Hierzu hat die Bundesregierung bereits erste Maßnahmen auf den Weg gebracht oder sie sind im Rahmen der Umsetzung der Speicherstrategie geplant (vgl. [BSW-Stellungnahme zur Speicherstrategie](#)).

## 2. Erbschaftssteuerliche Risiken bei der Verpachtung von landwirtschaftlich genutzten Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen beseitigen

Erbschaftssteuerliche Risiken erweisen sich zunehmend als Problem bei der Akquise von Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Betroffen sind die Verpächter von zuvor landwirtschaftlich genutzten Flächen, die künftig für den Bau und Betrieb von PV-Anlagen genutzt werden sollen. Die bisherigen Lösungsansätze werfen neue Probleme auf und sind deshalb wenig praktikabel. Die Finanzverwaltung hat bisher ohne Gesetzesänderung für Spezialfälle Anwendungshilfen gegeben, die aber keine Rechtssicherheit schaffen und das grundsätzliche Problem nicht lösen. Es betrifft sowohl bestehende Pachtverträge wie auch künftige Projekte. In der Vergangenheit wurde das häufig übersehen oder nicht berücksichtigt, ist aber inzwischen in der Breite präsent.

Im Erbfall oder bei Schenkung durch Hofübergabe werden land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen steuerlich besonders begünstigt („Verschonungsregelung“). Das führt bei bäuerlichen Landwirtschaftsbetrieben üblicherweise dazu, dass für das landwirtschaftliche Grundvermögen keine oder nur geringe Erbschaftssteuern anfallen. Die Errichtung einer klassischen Freiflächen-Photovoltaikanlage führt jedoch zu einer geänderten Nutzung der Fläche, womit die erbschaftssteuerrechtliche Verschonung entfällt. Als Folge drohen im Erbfall oder bei Hofübergabe hohe Steuerzahlungen, die zu erwartende Pachteinahmen weitgehend eliminieren oder sogar mehrfach übertreffen können.

Die Bewertung des Grundstücks und die Höhe der zu zahlenden Steuern findet zum Zeitpunkt des Erbfalls oder der Schenkung statt und kann deshalb im Rahmen der Betriebsdauer einer Photovoltaikanlage von 20 bis 30 Jahren sogar mehrfach auftreten. Die Verschonung hat außerdem Behaltensfristen zur Folge, weshalb auch kürzlich übertragene Flächen betroffen sein können und bis zum Fristablauf nicht zur Verfügung stehen.

Im Jahr 2022 hat die Finanzverwaltung eine Verwaltungsanweisung (an die Finanzämter) erlassen, nach der Agri-PV-Anlagen gemäß DIN SPEC 91434 der Kategorie I oder II landwirtschaftlich genutzte Flächen bleiben.

Im Frühjahr 2024 hat die Finanzverwaltung eine weitere Verwaltungsanweisung erlassen, die eine abweichende Bodenbewertung von Grundstücken mit Windkraft- und Freiflächen-PV-Anlagen vorsieht. Die darin vorgesehene Regelung bringt aufgrund der fehlenden gesetzlichen Grundlage keine dauerhafte Rechtssicherheit und führt in der Praxis zu teils ähnlich hohen Kostenrisiken wie das Entfallen der Verschonungsregelung, und ist deshalb nicht geeignet, das Problem zu lösen.

Einige Projektierer nutzen die steuerrechtliche Gestaltungsmöglichkeit der unternehmerischen Beteiligung des Landwirts an der Photovoltaikanlage, um die erbschaftssteuerliche Verschonung zu sichern. Hier ist häufig von einer 1-Prozent-Beteiligung die Rede, obwohl es dafür keine rechtssichere gesetzliche Schwelle gibt. Zudem führt die oftmals weder vom Projektierer noch vom Landwirt gewünschte Projektbeteiligung zu praktischen Einschränkungen und zusätzlichen Kosten.

Auch sonst besteht derzeit keine rechtssichere Möglichkeit, das steuerliche Risiko durch Vertragsgestaltung zwischen Landwirten und Pächter auszuschließen.

Die Folge ist, dass Pachtverträge nicht zustande kommen oder dass (vorab kaum kalkulierbare) finanzielle Risiken in die Pachthöhe eingepreist werden müssten, was die Pachtsummen erheblich erhöhen würde u. letztlich über generell höhere Projektkosten in die Gebotspreise der EEG-Ausschreibungen einfließen würde. Zufällige Steuereinnahmen bei der Erbschaftssteuer würden damit die EEG-Förderkosten erhöhen.

Dies würde auch den allgemeinen Preisdruck auf die Pachtpreise in der Landwirtschaft verschärfen und kann politisch nicht gewünscht sein.

### → BSW-EMPFEHLUNG

Rechtssicherheit bietet deshalb nur eine dauerhafte gesetzliche Regelung. Hierfür gibt es zwei Möglichkeiten, entweder eine Änderung im Erbschaftssteuergesetz oder eine Änderung im Bewertungsgesetz, auf welches das Erbschaftssteuergesetz bei der Ermittlung des Steuergegenstandes im Erbschafts- oder Schenkungsfall verweist.

Eine Änderung im Bewertungsgesetz ist zielführender und einfacher auszugestalten, daher sollte diese bevorzugt werden. In §§ 158 und 159 Bewertungsgesetz sollte daher festgehalten werden, dass bei einer befristeten, vorübergehenden Nutzung für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Sinn des EEG die Flächen weiterhin wie landwirtschaftliche Flächen bewertet werden.

Die Voraussetzung für eine solche steuerliche Begünstigung ist, dass Freiflächen-Photovoltaikanlagen grundsätzlich eine vorübergehende Nutzungsänderung darstellen, die vertraglich befristet und mit Rückbauverpflichtungen abgesichert wird.

### **3. Hemmnisse bei der Anlagenzusammenfassung abbauen – Kommunen entscheiden lassen**

Die Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG sieht vor, dass PV-Freiflächenanlagen zur Ermittlung des Förderanspruchs „zusammengefasst“ werden, wenn diese in einem Umkreis von zwei Kilometern und innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen werden. Die Regelung wurde eingeführt, um bei kleineren PV-Freiflächenanlagen eine Umgehung der Ausschreibungspflicht bzw. maximalen Gebotsgröße durch Aufteilung einer PV-FFA in mehrere kleinere Anlagen zu verhindern. Mit § 24 Abs. 2 EEG sollte zudem die Ballung von PV-Freiflächenanlagen in bestimmten Regionen verhindert werden.

Die Anlagenzusammenfassung führt in der Praxis zu Unsicherheiten und hohen wirtschaftlichen Risiken. Falls ein Projektierer nicht rechtzeitig von einem weiteren PV-FFA-Projekt im zeitlichen und räumlichen Kontext der Anlagenzusammenfassung erfährt, droht der vollständige Verlust der Vergütungsfähigkeit (siehe Beispiele unten). Das Problem hat sich durch die baurechtliche Privilegierung von PV-FFA an Verkehrsrandstreifen und von kleinen Agri-PV-Anlagen in Hofnähe deutlich verschärft, weil die Kommunen durch den Entfall des Bauleitplan-Verfahrens erst spät von Planungen erfahren. Auch Garten-PV-Anlagen gelten als PV-Freiflächenanlagen. Zudem ist eine Zunahme von Konflikten durch den zunehmenden Zubau im Bereich PV-FFA und den Willen einiger Kommunen, PV-FFA regional zu bündeln, zu erwarten.

Bei kleineren PV-FFA (bis 1 MW) führt ein Überschreiten der Ausschreibungsgrenze im Rahmen der Anlagenzusammenfassung zur Pflicht, an den EEG-Ausschreibungen teilzunehmen, um eine Vergütung erhalten zu dürfen. Die kleinere Anlage kann aber nicht an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen, da diese die Mindestgröße in Ausschreibungen (> 1 MW) nicht erfüllt.

Bei größeren PV-FFA führt ein Überschreiten der maximalen Gebotsgröße im EEG im Rahmen der Anlagenzusammenfassung dazu, dass die Anlage die Voraussetzungen für die Zahlungsberechtigung (u. a. Einhaltung der maximalen Gebotsgröße) nicht erfüllen kann. Die Anlage kann dann trotz erfolgreichem EEG-Zuschlag diesen nicht mehr nutzen (siehe Beispiele).

#### Fallbeispiele

##### Beispiel 1:

- Situation: Eine Freiflächen-PVA1 bekommt einen Zuschlag über 30 MW in der Ausschreibungsrunde 1. März 2025. Eine weitere Freiflächen-PVA2 bekommt einen Zuschlag ebenfalls über 30 MW in der Ausschreibungsrunde 1. Juli 2025. Bekanntgabe der Zuschläge war jeweils am 15. des Folgemonats. Beide Projektflächen befinden sich innerhalb eines 2-km-Radius im selben Gemeindegebiet.
- Die PVA1 wird am 1. März 2026 in Betrieb genommen.
- Trotz erfolgreichem Zuschlag im EEG kann für die Anlage PVA2 keine Zahlungsberechtigung mehr ausgestellt werden. Innerhalb des 24-Monats-Zeitraum nach § 24 Abs. 2 EEG – also bis zum 28. Februar 2027 – besteht nämlich wegen der Regelung zur Anlagenzusammenfassung



gemäß § 38a Abs. 1 Nr. 5 i. V. m. § 24 EEG kein Anspruch auf Ausstellung der Zahlungsberechtigung. Zum 1. März 2028 – ab dem die Anlagenzusammenfassung nicht mehr greift – wäre die Realisierungsfrist gemäß § 37e EEG für den Zuschlag aus 2024 aber bereits längst abgelaufen und der Zuschlag erloschen.

- Zusätzlich wird der Projektierer doppelt bestraft, da der Betreiber dann auch gemäß § 55 EEG die Pönale zahlen muss (selbst wenn er die Anlagen ohne Förderung in Betrieb genommen hätte). Das Beispiel gilt nicht nur für geförderte Anlagen. Das Szenario und die Rechtsfolgen sind dieselben, wenn die PVA1 als PPA-Anlage ohne Förderanspruch realisiert wird.

Beispiel 2:

- Situation: Es wird eine Freiflächen-PVA mit Zuschlag aus den Ausschreibungen mit einer installierten Leistung von 8 MW realisiert. Innerhalb desselben Gemeindegebiets im 2-km-Radius war eine (ausschreibungsfreie) 800 kW-PVA geplant. Die 8-MW-Anlage kann jedoch, z. B. durch die Nutzung eines baurechtlichen Privilegierungstatbestands, schneller in Betrieb genommen werden.
- Die 800-kW-PVA müsste ab Inbetriebnahme der ersten PVA 24 Monate abwarten, bis eine Förderung möglich wäre. Eine Ausschreibungsteilnahme ist nicht möglich, da die 800-kW-PVA unterhalb der Gebotsmindestgröße von 1 MW liegt.

### → 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 sollte gestrichen werden, da der Absatz 1 bereits klare Kriterien beinhaltet, die eine Umgehung der Ausschreibungspflicht verhindern.** Mit der Streichung wird der Zubau überall dort beschleunigt, wo mehrere Vorhaben umgesetzt werden sollen, für die im Rahmen der kommunalen Planungshoheit die Entscheidung für den Zubau getroffen wurde.

Sollte dies politisch nicht umsetzbar sein, sollte die Anlagenzusammenfassung zumindest nur für PV-Anlagen von „verbundenen Unternehmen“ gelten, wie dies bereits im Bereich der Bürgerenergie in § 22b Abs. 5 EEG eingeführt wurde. PV-FFA von Dritten wären damit nicht mehr von der Anlagenzusammenfassung betroffen, während gleichzeitig die Realisierung räumlich zusammenhängender geförderter Anlagen von einem Unternehmen unterbunden wird.

Eine Einschränkung der Anwendbarkeit des § 24 Abs. 2 EEG nur noch auf Anlagen verbundener Unternehmen könnte – unter Rückgriff auf die entsprechende Regelung für Bürgerenergieanlagen – durch folgende Ergänzung des § 24 Abs. 2 EEG erreicht werden:

*„Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 oder Absatz 3 Satz 2 oder § 38a Absatz 1 Nummer 5 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie*



1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind, und

2. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen im Fall von Freiflächenanlagen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage und im Fall von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind und

3. von derselben natürlichen Person, von derselben juristischen Person des Privatrechts oder mit von mit dieser juristischen Person verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 betrieben werden."

Der im Rahmen des Solarpaket I neu aufgenommene Satz 2 könnte dann auch wieder entfallen, da diese Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften dann nicht mehr erforderlich wäre.

Die Kommunen können dabei, wie bereits heute, im Rahmen der Bauleitplanung, selbstständig und auf lokale Gegebenheiten achtend, den Zubau von PV-FFA in der Kommune steuern, wodurch die Akzeptanz gewahrt und eine unkontrollierte „Verspiegelung“ der Landschaft verhindert wird. Lediglich bei baurechtlich privilegierten PV-FFA ist eine Steuerung der Kommune nicht möglich, allerdings handelt es sich dabei vor allem um 200 m breite Verkehrsrandstreifen entlang von zweigleisigen Schienenwegen sowie Autobahnen, wo die Landschaft bereits auf Grund der Verkehrswege technisch überprägt ist.

Förderfreie Anlagen sollten zudem grundsätzlich nicht im Rahmen der Anlagenzusammenfassung erfasst werden. Es ist inhaltlich nicht nachvollziehbar, warum die maximale Gebotsgröße einer geförderten Anlage durch die Zusammenfassung mit einer ungeforderten Anlage überschritten wird.

Auch privilegierte Agri-PV-Anlagen mit einer Größe von 2,5 Hektar sollten grundsätzlich von der Anlagenzusammenfassung befreit werden. Die Privilegierung in § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB setzt mit der Voraussetzung eines „räumlich-funktionalen Zusammenhangs“ mit dem landwirtschaftlichen Betrieb, der Flächenbegrenzung sowie der Begrenzung auf eine Anlage je Hofstelle oder Betriebsstandort bereits enge räumliche Grenzen, weshalb zusätzliche Festlegungen zur Anlagenzusammenfassung nicht notwendig sind.

Kleinen PV-Anlagen unter 1 MW, die im Rahmen der Anlagenzusammenfassung die 1-MW-Grenze überschreiten, sollte zudem die Möglichkeit gegeben werden, an den Ausschreibungen teilzunehmen. Dies wird aktuell durch die Mindestgebotsgröße von 1 MW verhindert, wodurch die Anlagen im Falle

einer Anlagenzusammenfassung in ein Förderloch fallen – zu groß für den gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert, zu klein zur Teilnahme an den Ausschreibungen.

#### **4. Netzverknüpfungspunkte durch gemeinsame Nutzung von EE-Anlagen effizient nutzen**

Während der Zubau von PV-Anlagen spürbar voranschreitet, kann der Anschluss neuer Energieanlagen an das Stromnetz vielerorts nicht mehr mithalten. Verteilnetzbetreiber (VNB) sind mit einem starken Anstieg von Anschlussbegehren konfrontiert. EE-Anlagenbetreiber und Projektierer warten in der Folge häufig mehrere Monate auf den Netzanschluss. Zusätzlich werden die Entfernungen bis zum Anschlusspunkt immer größer. Diese Entwicklungen werden weiter erschwert durch lange Lieferzeiten von Trafo- und Umspannstationen. Für EE-Projekte steigen dadurch häufig die Kosten, teilweise sind Projekte sogar ganz gefährdet.

Die strukturellen Herausforderungen für den Netzanschluss werden durch den gesetzlichen Rahmen zugespitzt. Danach muss jede angeschlossene Anlage zu jedem Zeitpunkt 100 Prozent ihrer Leistung einspeisen können – der Netzverknüpfungspunkt (NVP) ist also darauf ausgerichtet, die maximale theoretische Leistung der EE-Anlage aufzunehmen und in das Stromnetz einzuspeisen. In der Praxis ist aufgrund der volatilen Einspeisung von erneuerbaren Energien ein NVP meistens nur teilweise ausgelastet. Eine PV-Anlage etwa wird nur selten ihre theoretisch maximale Nennleistung einspeisen. Die Stromerzeugung erfolgt viel mehr gestreckt über den Tagesverlauf. Umgekehrt wird in diesem Fall die Anschlussleistung des NVP in vielen Stunden im Jahr (z. B. nachts und in Wintermonaten) kaum bis gar nicht genutzt. Die bestehende Netzinfrastruktur wird somit bisher nur sehr ineffizient genutzt und das real vorhandene Netzpotential bisher nicht gehoben.

##### **→ BSW-EMPFEHLUNG**

Durch eine gemeinsame Nutzung von NVP durch unterschiedliche EE-Anlagen (bspw. durch eine Kombination von Solar- und Windkraftanlagen, durch eine Kombination von Solaranlagen in Süd- und Ost/West-Ausrichtung oder durch eine Kombination von Solaranlagen und Batteriespeichern) kann die Netzeinspeisung an bereits bestehenden NVP deutlich erhöht werden. Bei der Photovoltaik liegt die durchschnittliche Nutzung des Netzeinspeisepotentials unter der aktuellen Regelung bei nur 13 %, bei Windenergieanlagen bei nur 33 %. Durch eine gemeinsame Nutzung von NVP und die dadurch mögliche „Überbauung“ der EE-Leistung, also die Installation von EE-Leistung oberhalb der Leistung des NVP, ließe sich die Ausnutzung auf bis zu 53 % steigern und damit zum Teil mehr als verdoppeln. Bei einer mittleren Überbauung (z. B. 1,5-fache Überbauung = 150 % EE-Erzeugungsleistung von der Kapazität des Netzanschlusses) entstehen so gut wie keine Überschüsse an Erneuerbarem Strom. Mit stärkerer Überbauung (z. B. 2,5-fache, d. h. 250 % EE-Leistung an der NVP-Anschlussleistung) steigen zwar die Überschussmengen an. Allerdings auch hier nur in geringem Maße von durchschnittlich ca. 13

% Speicher und andere Flexibilitäten können das verbesserte Einspeiseprofil von Wind und PV noch weiter glätten.<sup>3</sup>

Zur rechtssicheren Verankerung sind nur geringfügige Änderungen im Energiewirtschaftsrecht notwendig, wie ein [Gutachten der Kanzlei Becker Büttner & Held](#) gezeigt hat. Zum einen sollte ein neuer § 8a EEG (Mitnutzung eines bestehenden NVP zum Anschluss zusätzlicher elektrischer Leistung zuzüglich eines diesbezüglichen Informationsanspruchs) geschaffen werden. Zum anderen sollte in § 11 Abs. 1 EEG eine kurze Ergänzung zum eingeschränkten Abnahmeanspruch (Mitnutzung zur Einspeisung von Strom aus der hinzutretenden EE-Kapazität ohne Erweiterung der Anschlussleistung) eingefügt werden. Auf Grundlage dieser geringfügigen Änderungen im bestehenden Recht können die beteiligten Parteien, d. h. Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, ein freiwilliges Vertragswerk schließen. Die Erstellung eines Mustervertrages wird bereits durch den BEE in Kooperation mit der BNetzA und dem BMWK angestrebt.

## 5. Kommunen und Bürger:innen angemessen und verhältnismäßig beteiligen

Die Akzeptanz der Bevölkerung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine wichtige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Der Ausbau der Photovoltaik sticht dabei durch seine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung sowohl für PV-Anlagen auf Gebäuden als auch in der Freifläche hervor. Diese gilt es zu bewahren und zu stärken. Die Solarwirtschaft begrüßt deshalb die bestehenden Maßnahmen zur kommunalen Beteiligung in § 6 EEG. Damit können Kommunen schon heute mit bis zu 0,2 ct/kWh wirtschaftlich an PV-Freiflächenanlagen beteiligt werden. Mit dem EEG 2023 wurde diese Möglichkeit richtigerweise auch auf Bestandsanlagen ausgeweitet. Zusätzlich profitieren die Kommunen durch eine Gewerbesteuererlegung zugunsten der Standortkommune von PV-Freiflächenanlagen in ihren Kommunen.

Einige Bundesländer haben jedoch kürzlich darüberhinausgehende Landesbeteiligungsgesetze erlassen. Dabei werden die Anlagenbetreiber zu erheblichen Mehrkosten verpflichtet, die weit über die auf Bundesebene beabsichtigte Höhe der kommunalen Beteiligung von 0,2 ct/kWh hinausgehen. So muss beim brandenburgischen Solareuro eine zusätzliche jährliche Zahlung von 2.000 Euro pro Megawatt geleistet werden – eine direkte Verrechnungsmöglichkeit mit den nach § 6 EEG gezahlten Beträgen ist in der Landesregelung nicht vorgesehen. Eine Zahlung von 2.000 Euro pro MW und Jahr entspricht damit fast dem Niveau der zu leistenden Pachtzahlungen pro Hektar (1 Hektar entspricht ca. 1 MW bei klassischen Freiflächenanlagen) und stellt damit bereits eine hohe finanzielle Belastung für Anlagenbetreiber dar.

---

<sup>3</sup> Für weitere Details siehe [Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE](#)

Für eine 20-MW-Anlage entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von 40.000 Euro bzw. 800.000 Euro über die 20-jährige EEG-Laufzeit.

Darüber hinaus werden Anlagenbetreiber:innen in einigen Bundesländern zusätzlich zur Kommunalbeteiligung zu einer direkten Beteiligung von Bürger:innen verpflichtet. So müssen Betreiber:innen von PV-Anlagen ab 5 MW in Niedersachsen zukünftig Bürger:innen direkt am wirtschaftlichen Ertrag der Anlagen beteiligen, beispielsweise durch gesellschaftsrechtliche Beteiligungen, Nachrangdarlehen, Schwarmfinanzierungen, Sparprodukte oder vergünstigte Lokalstromtarife. Eine Beteiligung gilt dabei als „angemessen“, wenn 0,1 ct/kWh gezahlt werden oder es gibt die Regelvermutung, dass bei 20-prozentiger Beteiligung eine ausreichende Beteiligung vorliegt.

Die zusätzlichen Kosten führen zu höheren Förderkosten und damit einer stärkeren Haushaltsbelastung. Denn die zusätzlichen Kosten durch Landesbeteiligungsgesetze können nicht durch den Verkauf von Strom erwirtschaftet werden, sondern werden in die Gebotswerte in den Ausschreibungen eingepreist. Der Ausbau von förderfreien Anlagen wird durch die fehlende Refinanzierungsmöglichkeit der geleisteten Beteiligungszahlungen in den Bundesländern sogar gänzlich in Frage gestellt.

Die Vielzahl an neuen Landesbeteiligungsgesetzen verursacht nicht nur erhebliche Mehrkosten, sondern auch zusätzlichen bürokratischen Aufwand insbesondere bei den direkten Bürger:innenbeteiligungen.

#### → BSW-EMPFEHLUNG

Die Beteiligung von Kommunen und Bürger:innen sollte angemessen und verhältnismäßig ausgestaltet sowie ein hoher bürokratischer Aufwand durch eine Vielzahl an unterschiedlichen landesspezifischen Regeln vermieden werden.

Auf Bundesebene sollten deshalb in § 22b Abs. 6 EEG feste Leitplanken eingeführt werden, an die sich die Länder halten müssen, wenn diese den § 6 EEG landesseitig verpflichtend festlegen möchten. Dabei sollten vor allem die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

1. Der Bemessungsgrundlage der Beteiligung sollte sich an der in § 6 EEG festgelegten Höhe von 0,2 ct/kWh orientieren.
2. Die Zahlungspflichten aus den Landesregelungen sollten mit geleisteten Zahlungen nach § 6 EEG verrechnet werden können.
3. Die Möglichkeit zur Erstattung von Zahlungen nach § 6 EEG sollte auf förderfreie Anlagen ausgeweitet werden (vgl. BSW-Stellungnahme zum Solarpaket I). Alternativ sollten die Zahlungen mindestens auf 50 Prozent der Bemessungsgrundlage begrenzt werden.
4. Der Wert der geleisteten Beteiligung sollte sich auf die tatsächlich eingespeiste Strommenge (kWh) und nicht auf die installierte Leistung (MW) beziehen. Ein pauschaler Betrag in Euro/MW



pro Jahr wie beim Solareuro Brandenburg führt zu finanziellen Risiken des Anlagenbetreibers, z. B. bei Ausfallzeiten.

5. Im EEG sollte die Option geschaffen werden, Bürger:innen direkt beteiligen zu können. Von der kommunalen Beteiligung von 0,2 ct/kWh sollten bis zu 0,1 ct/kWh für Bürgerbeteiligungsmodelle genutzt werden dürfen.
6. PV-Anlagen unter 1 MW sollten auf Grund ihrer geringen Größe und der Unverhältnismäßigkeit des Aufwands der Kommunal- und Bürgerbeteiligung von einer etwaigen Pflicht ausgenommen werden.
7. Es sollte sichergestellt werden, dass die betroffenen Ortsteile nennenswert von der Kommunalbeteiligung profitieren und nicht allein die (Groß)gemeinde.

### **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

Eintrag im Lobbyregister des Deutschen Bundestages: R002438