Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
20. Wahlperiode

**Deutscher Bundestag**
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
Ausschussdrucksache
20(16)242
TOP 12 59. Sitzung 13.12.23
12.12.2023

# Änderungsantrag

**der Fraktion der CDU/CSU**

**zur 31. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen bei der Verwendung organischer Lösungsmittel in bestimmten Anlagen – 31. BImSchV)**

**Drucksache 20/9333**

Der Bundestag wolle beschließen:

**1. § 3 Absatz 3 ist folgender Satz anzufügen:**

„Für Anlagen der Nummer 18 des Anhangs I, die n-Hexan als Extraktionsmittel einsetzen, gelten die Anforderungen des Satzes 1 als erfüllt, sofern die besonderen Anforderungen des § 4 Absatz 1 in Verbindung mit Anhang III Nummer 18.1 für Gesamtemissionen eingehalten werden."

Begründung:

Im Rahmen der Novellierung der 31. BImSchV im Jahr 2013 wurde der Verweis auf die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) 1986 auf die TA Luft 2002 aktualisiert. Nur durch diese Veränderung des Verweises auf die aktuellere TA Luft ergibt sich eine Relevanz des Emissionsgrenzwertes für Ölmühlen, denn hier ist eine Stoffklasse („Klasse 1") definiert, auf die die 31. BImSchV zurückgreift. Da die Einhaltung des Emissionsgrenzwertes seinerzeit für die Ölmühlen nicht möglich war, wurde richtigerweise eine Übergangsfrist in die 31. BImSchV aufgenommen. Des Weiteren wurde auf die Fortentwicklung der besten verfügbaren Techniken (BVT) im Jahr 2015 abgestellt. Die Übergangsfrist, die bereits ab dem 1. Januar 2019 ausgelaufen ist, wird nun mit dem vorgelegten Verordnungsentwurf der Bundesregierung nicht verlängert.

Fakt ist, dass das aktuelle für Ölmühlen einschlägige BVT-Merkblatt in der Nahrungsmittel-, Getränke- und Milchindustrie keinen separaten Emissionsgrenzwert vorschreibt, sondern es verweist auf die Emissionsbegrenzung über die Lösungsmittelbilanz. Ebenso hält die Empfehlung der Bund-/Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) vom 25.09.2019 zur Umsetzung der 31. BImSchV in Ölmühlen fest:

*„Der Zulassung einer Ausnahme von der Einhaltung des Emissionsgrenzwerts von 20 mg (n-Hexan)/m³ steht das EU-Recht nicht entgegen, da eine Entsprechung dieses Emissionsgrenzwertes im außerdeutschen Rechtsraum der Europäischen Union nicht besteht."*

Somit geht die Bundesregierung mit dem Verordnungsentwurf über eine 1:1-Umsetzung der europäischen Vorschriften hinaus. Dieser Umstand wird durch die hier vorgeschlagene Ergänzung in § 3 Absatz 3 geheilt.

Da der Gesamtemissionsgrenzwert durch die Novelle der 31. BImSchV halbiert wird und die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin im Jahr 2017 festgestellt hat, dass bei n-Hexan kein Verdacht auf kanzerogene/krebserregende oder mutagene/erbgutverändernde Eigenschaften besteht, ist dem Schutz von Mensch und Umwelt ausreichend Rechnung getragen.

## 2. § 6 Absatz 5 wird gestrichen

Begründung:

Die Verordnung der Bundesregierung setzt die Durchführungsbeschlüsse 2020/2009 der EU-Kommission vom 22.06.2020 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des EU-Parlaments sowie den Durchführungsbeschluss EU 2019/2031 der EU-Kommission vom 12.11.2019 über Schlussfolgerungen zu den BVT um. Mit dem Verordnungsentwurf werden allerdings zusätzlich nationale Regelungen zur Lösungsmittelbilanz und deren Überprüfung für genehmigungsbedürftige Anlagen durch Sachverständige getroffen. Deren Beitrag zum Umweltschutz ist mehr als fraglich. Stattdessen verursachen sie entgegen der Intention des Koalitionsvertrags mehr Bürokratie für Unternehmen und Verwaltung. Die in § 6 Absatz 5 geforderte Feststellung der Richtigkeit der Lösungsmittelbilanzen von einer zugelassenen Überwachungsstelle oder einem öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen in den angegebenen Zeiträumen ist abzulehnen. Den Unternehmen sowie den Verwaltungen entstehen durch Personalaufwendungen und finanzielle Belastungen unnötige Kosten. Lösungsmittelbilanzen gibt es seit vielen Jahren und diese werden von den Unternehmen aufgrund der bereits geltenden Vorschriften gewissenhaft geführt. Bestehen bei einer Lösungsmittelbilanz schwerwiegende Verdachtsmomente, so ist nach derzeitiger Rechtslage eine Überprüfung möglich. Des Weiteren enthalten viele Betriebsgenehmigungen die Auflage, der zuständigen Behörde jährlich eine Lösungsmittelbilanz vorzulegen. Eine regelmäßige Überprüfung ist daher nicht notwendig. Zu beachten ist auch der Fachkräftemangel bei den Sachverständigen. Zudem lassen sowohl die BVT-Schlussfolgerungen als auch die Regelungen der von der Bundesregierung vorgelegten Verordnung konkrete Definitionen der geforderten Fachkenntnis vermissen. Ferner ist nicht ersichtlich, wie genau diese erworben werden muss, um im Einklang mit der Verordnung zu stehen.

Berlin, den 13. Dezember 2023

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**

Stand: 13.11.2023

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


0. Vorrangige Maßnahmen zur Nachbesserung des Solarpakets I ... 4
1. Ausbau von PV-Solarparks beschleunigen ... 9
1.1 Flächenkulisse der „benachteiligten Gebiete" für PV-Standorte öffnen ... 9
1.2 Netzanschluss bei der PV-Freifläche beschleunigen ... 11
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
1.3 Ausschreibungsdesign verbessern ... 15
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
1.4 Hochlauf neuer Marktsegmente beschleunigen (besondere Anlagen) ... 20
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
1.5 Weitere Themen zum schnelleren Ausbau von PV-Freiflächenanlagen ... 23

2. Gebäude-Photovoltaik und Prosuming voranbringen ..... 25
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 Gebäudenahe, 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
3. Speicherzubau vereinfachen und beschleunigen ..... 39
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
4. Mengenförderung im EEG einführen und Zubau förderfreier Photovoltaik erleichtern ..... 44
4.1 Verbreitung förderfreier Photovoltaik erleichtern ..... 44
4.2 Mengenförderung einführen ..... 44
5. Netzzugang, Messen und Steuern von Anlagen ..... 46
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.

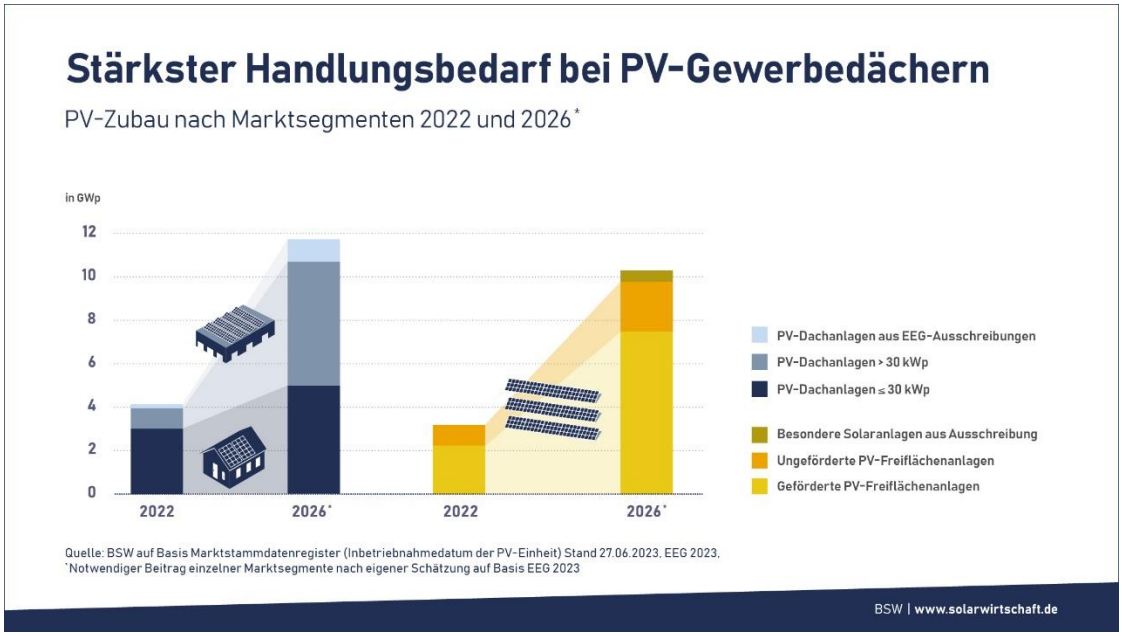
## I. PV-Investitionen auf Gewerbedächern – gestiegene Kapitalkosten jetzt kompensieren

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 Finanzierungkosten (Zinsen) anzupassen (ausführliche Darstellung siehe Kapitel 2.1).




## 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 Solarmaktes 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

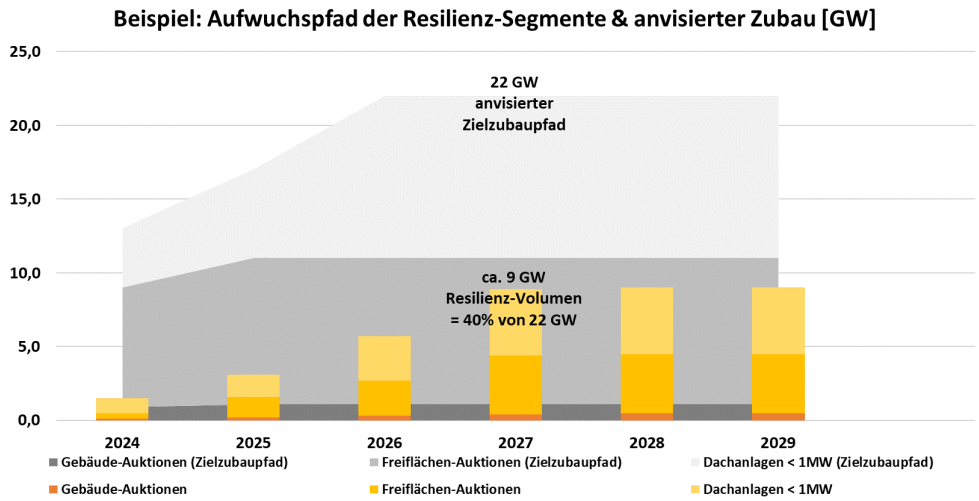
Solarfabriken gegenüber Wettbewerbern in Übersee für die Dauer ihrer Ramp-up-Phase überbrückt werden. Berlin und Brüssel wollen so eine sichere und preiswerte Energieversorgung ermöglichen und ein hinreichendes Maß an kontinentaler Eigenversorgung und Diversifizierung von Lieferbeziehungen erreichen.

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.




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)

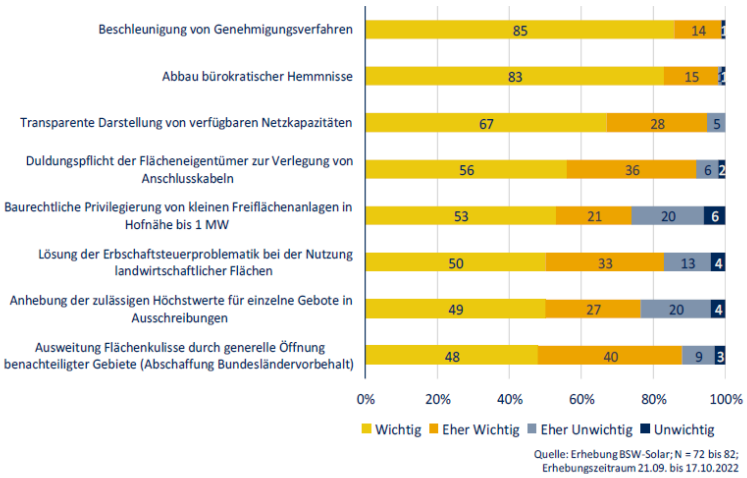
# 1. Ausbau von PV-Solarparks beschleunigen

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-Analgen 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 zugängigen 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.

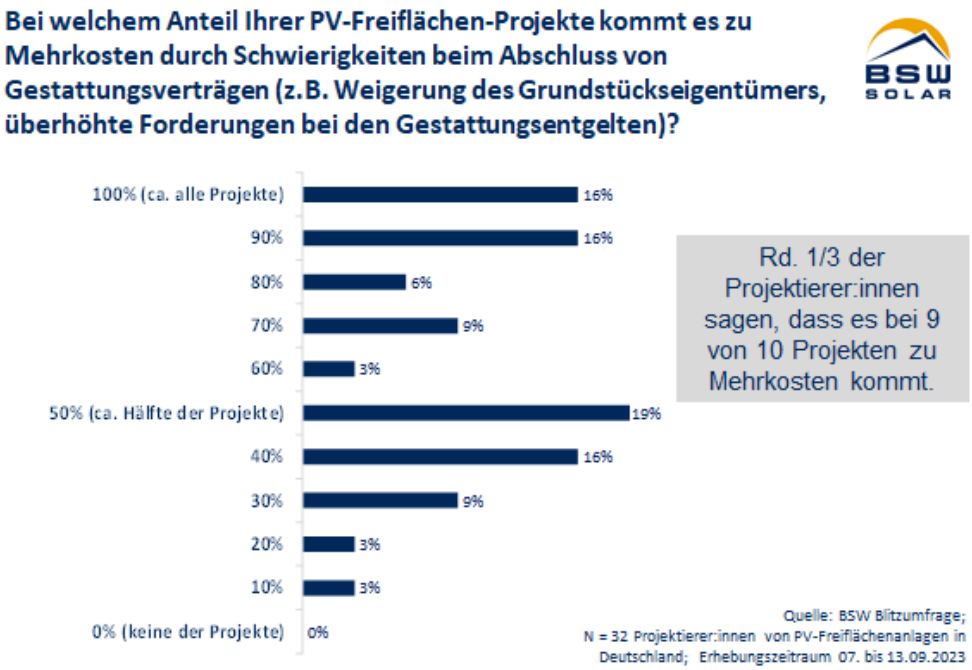



### 1.2.1 Beschleunigte Realisierung von Kabeltrassen zwischen PV-Freiflächenanlagen und Netzanschlusspunkt (§ 11a/11b EEG (GE))

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.

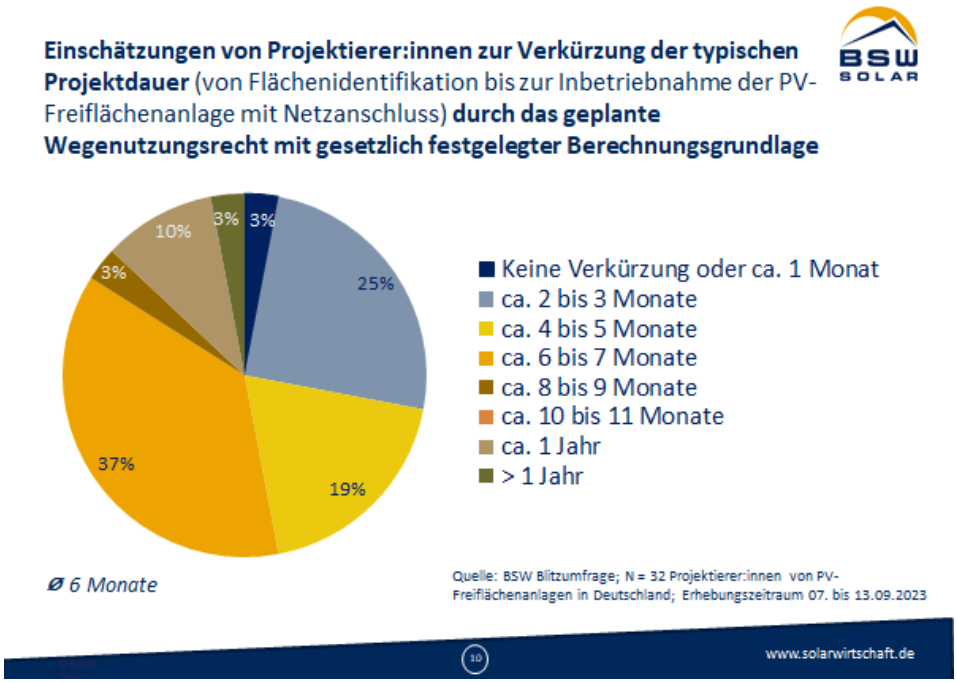
Deutlich überteuerte und jährliche Nutzungsgebühren wurden zuletzt z. B. auch von Kommunen und der Deutschen Bahn gefordert.

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).




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.




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 Düngebedarfs 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 Pachteinnahmen 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

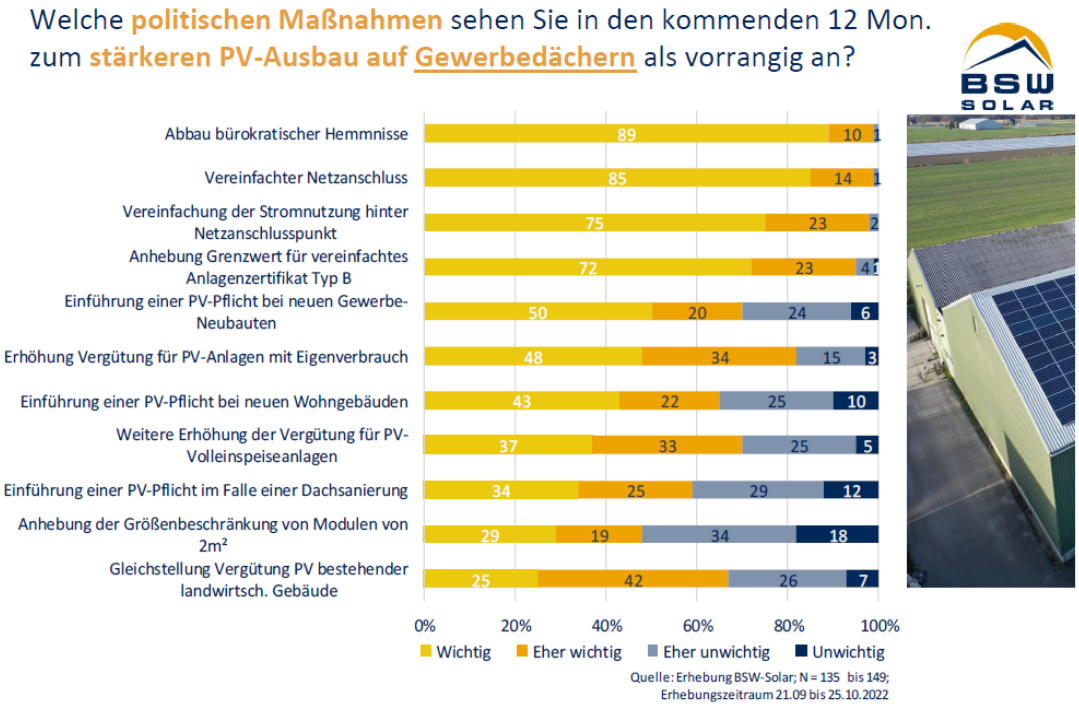
Mit dem Gesetz zur Grundsteuerreform vom November 2019 werden landwirtschaftliche Flächen, die für Photovoltaikanlagen genutzt werden, anders bewertet. Der § 232 Abs. 4 Nr. 1 BewG versagt eine Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen. Die Folge ist, dass eine Freifläche mit Photovoltaikanlage 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



## 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[1] | 12,8 ct/kWh[2] |
| Vergleich: Durchschnittlicher Zuschlagswert der Juni-Ausschreibung des 2. Segments | | | |
| > 1.000 kWp | 10,18 ct/kWh | | |

[1,2] 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 werde. 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" erstetzt.***

(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. „Solarstadl-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 „Solarstadl"-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 Modultausch 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 Modultausch 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 Teileinspeiseregelung 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

### Gewerbesteuer-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 gewerbesteuerpflichtige 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 gewerbesteuerliche

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 m² 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 $m^2$ 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. Speicherzubau 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 Regelenergie. 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 Speicheranlagen 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 entfiele 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 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. 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.

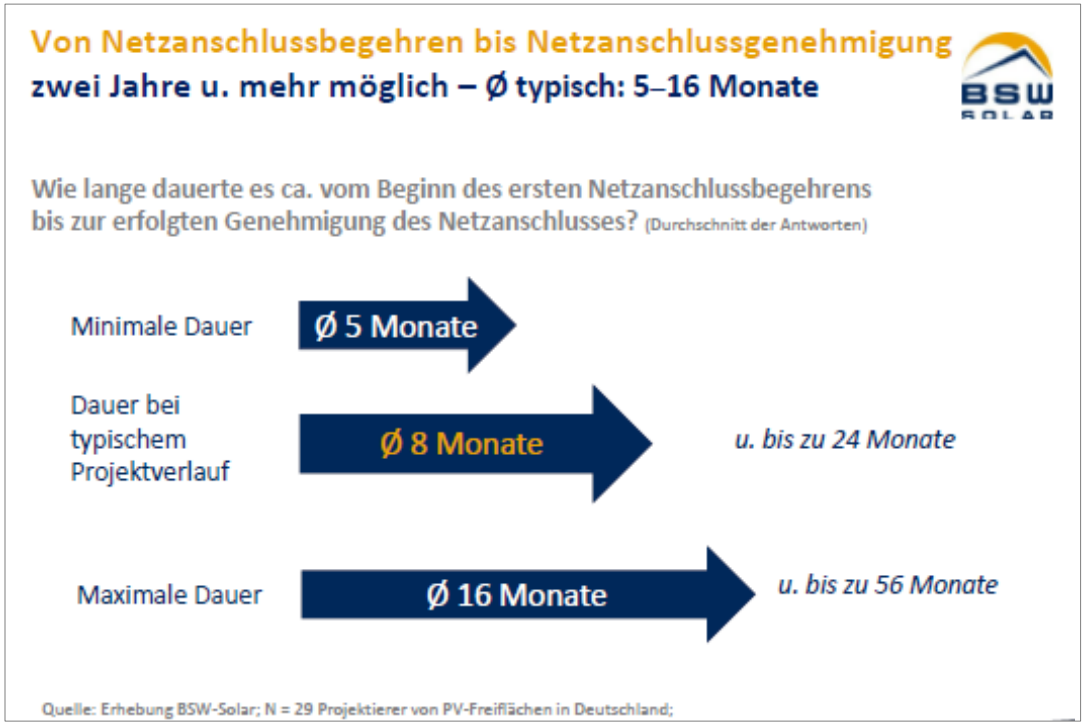
➔ BSW-EMPFEHLUNG

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 Netzanschluss, 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 Netzanschlussbedingungen 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 substanzielle 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 Beleihung 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.

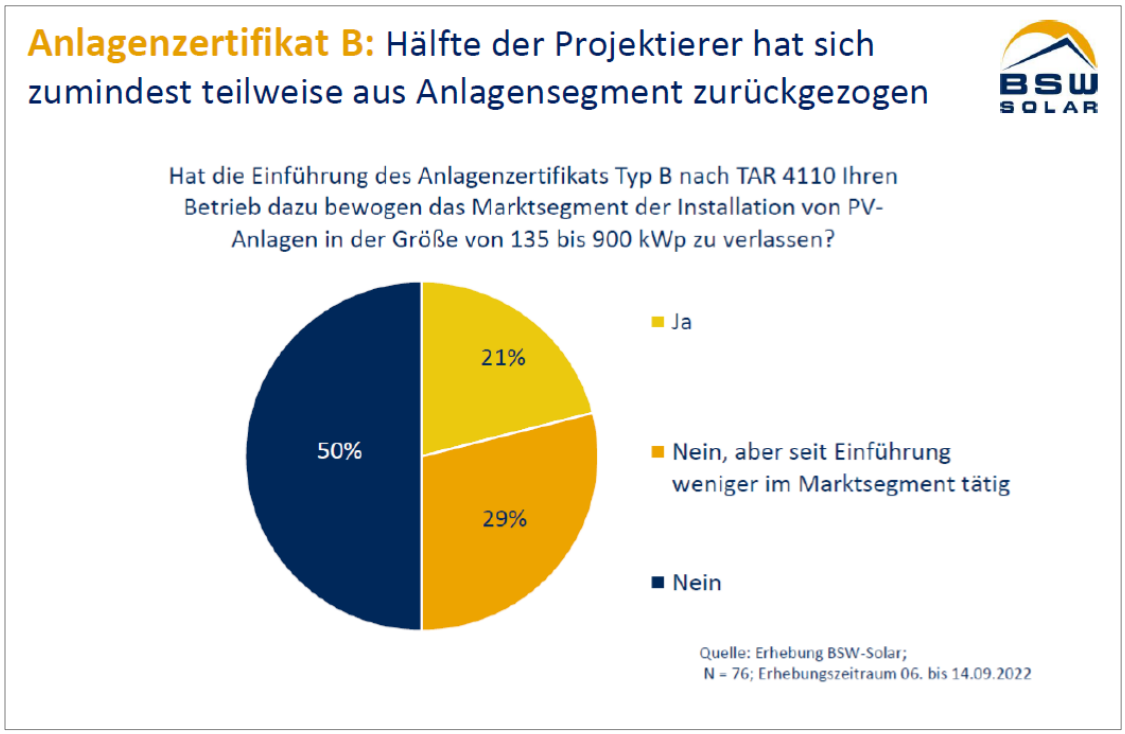
Der BSW hatte Bedenken angemeldet, weil es sich bei der FGW um eine private Institution handelt. Der BSW begrüßt im Grundsatz, dass die Fachaufsicht beim BMWK bleibt und dass in Absatz 4 klare Vorgaben für die Beliehene definiert werden. Allerdings halten wir die Formulierung nicht für ausreichend, um 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 mitgliedschaftlich 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 Übertragungsnetzbetreiber 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.




## 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 Ausbauzahlen 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 Markstammdatenregister 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 energiewirtschaftlich 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 milderes (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 „unverhältismäßigen 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 anderseits 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 Netzanschlussnutzers. 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 Gewerbesteuergesetz 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.

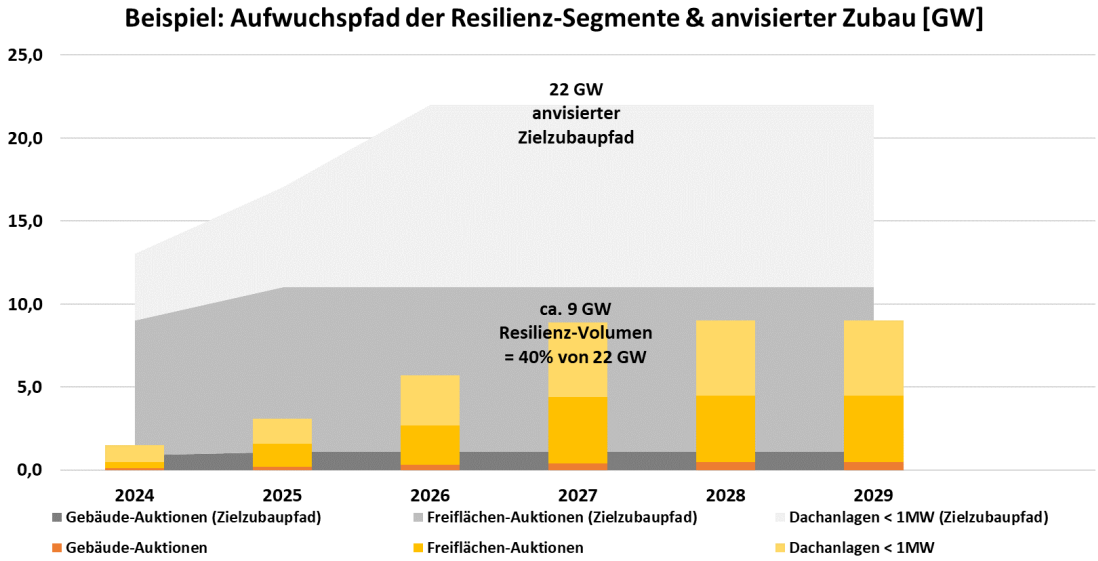
Um diesen Skalierungsnachteil zu überbrücken und im harten Standortwettbewerb auch mit den USA und der dort aufgebauten Förderkulisse (IRA) bestehen zu können, bedarf es schnell wirksamer, kraftvoller und kluger industriepolitischer Maßnahmen. Die kürzlich erfolgte Ankündigung des „Interessenbekundungsverfahrens" (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:**




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/48IXgyO]. 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 europäischer 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/48IXgyO] 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 MWp 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 Zubaueffekt 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

Christian Menke, Referent Politik & Solartechnik, menke@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 34

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, seltmann@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 28

Benedikt Fischer, Referent Solartechnik & Recht, fischer@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 33

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)495**

25. Oktober 2023

# Stellungnahme
# Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

Bundestagsdrucksache 20/8657

**Siehe Anlage**

# Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände

24. Oktober 2023

**Stellungnahme**
**zum Gesetzentwurf der Bundesregierung „Solarpaket I“, BR-Drs. 383/23**

**Vorbemerkung**

Die kommunalen Spitzenverbände begrüßen das Maßnahmenpaket zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele im Bereich der Photovoltaik. Im Zentrum aller Bemühungen steht, eine klimaneutrale und ausreichende Energieversorgung in Deutschland so schnell wie möglich sicherzustellen und die Bezahlbarkeit der Energie für alle Verbraucherinnen und Verbraucher zu gewährleisten. Dazu ist der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze von zentraler Bedeutung. Die kommunalen Spitzenverbände unterstützen dieses Ziel ausdrücklich.

Den Gesetzentwurf bewerten wir als einen wichtigen Baustein für die Umsetzung der PV-Strategie des BMWK. Der Ausbau von Photovoltaik ist eines der zentralen Themen bei der Energiewende und der Erreichung der gesteckten Klimaziele. Dieser muss stark forciert und dafür die rechtlichen Grundlagen geschaffen bzw. verbessert werden. Auch die Kommunen übernehmen Verantwortung. Viele Kommunen haben beschlossen, dass alle öffentlichen Gebäude bei Neubauten und Generalsanierungen grundsätzlich mit Photovoltaik ausgestattet werden. Darüber hinaus werden Bestandsgebäude untersucht und geeignete Flächen, auf denen noch keine Photovoltaikanlage installiert ist, werden sukzessive bebaut. Als eine weitere wichtige Maßnahme, legen Kommunen selbst Förderprogramme für den Ausbau von Photovoltaik auf. Damit werden für die Gebäudeeigentümer Anreize geschaffen, selbst Energie klimaneutral zu produzieren und den Anteil an erneuerbaren Energien zu steigern.

Wir möchten betonen, dass die Erreichung des 215-GW-Ziels bis 2030 einen erheblichen zusätzlichen Druck auf die Flächenbereitstellung in den Kommunen erzeugen wird. Laut dem Umweltbundesamt sind bei einem Ausbauziel von 200 GW 77.000 Hektar zusätzlich für PV-Anlagen erforderlich. Hinzu treten weitere Flächen für den Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze. Diese Anforderungen werden die Flächenkonkurrenzen vor Ort weiter verschärfen und die Energiewende in den Kommunen noch sichtbarer machen. Angesichts dessen sind beim Ausbau der Photovoltaik die urbanen Gebiete besonders gefordert. Bereits überformte Räume wie Dach- und Parkflächen müssen vorrangig für Freiflächenphotovoltaik genutzt werden, um nicht zusätzlich Nutzungskonflikte und Flächenpriorisierungen zu verschärfen. Der Fokus des Neubaus sollte auf Flächen im Innenbereich und die Nutzung bereits versiegelter Flächen gelegt werden.

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände
Hausvogteiplatz 1, 10117 Berlin · Telefon 030 37711-0 Telefax 030 37711-999
E-Mail: post@kommunale-spitzenverbaende.de
Internet: www.kommunale-spitzenverbaende.de

Im Rahmen dieser Entwicklung ist es umso wichtiger, Akzeptanz in der Bevölkerung zu schaffen. Dies kann nur gelingen, wenn die kommunale Planungshoheit beim PV-Ausbau gewahrt bleibt. Dies gilt auch bei Verfahrensvereinfachungen in weniger konfliktträchtigen Bereichen, denn auch hier braucht es eine gemeindliche Letztentscheidungsbefugnis. Ein diesbezügliches Element sollte die Einführung eines Planvorbehalts in § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB für die Außenbereichsprivilegierungen für Photovoltaikanlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen und für landwirtschaftlich genutzte Flächen im räumlich-sachlichen Zusammenhang mit einem land- oder forstwirtschaftlichen Betrieb oder einem Betrieb der gartenbaulichen Erzeugung sein. Daneben wird gefordert, dass Bebauungspläne und Baugenehmigungen für Photovoltaik auf Freiflächen erst dann wirksam werden, wenn ein hinreichender Prozentsatz auf Dächern und Parkplätzen installiert ist.

Außerdem bedarf es einer verbesserten kommunalen Wertschöpfungsbeteiligung, um Akzeptanz zu fördern und den Ausbau anzuregen.

**Im Einzelnen**

1. **Zu § 6 EEG-E – Anwendungsbereich der finanziellen Beteiligung der Kommunen**

   **Die Ausweitung auf Solaranlagen des ersten Segments ist zu begrüßen. Wir fordern erneut eine verpflichtende Beteiligung von Kommunen nach § 6.**

Wir begrüßen die Ausweitung des Anwendungsbereichs auf Solaranlagen des ersten Segments. Für die Zielsetzung zur Steigerung des PV-Ausbaus auf Gewässern ist es zusätzlich erforderlich die Begrenzung auf 15 % der Gesamtfläche eines Gewässers zumindest für künstliche Gewässer (ehemalige Baggerseen) aufzuheben.

Wir bekräftigen abermals unsere Forderung nach einer verpflichtenden Regelung zur finanziellen Beteiligung von Kommunen, denn Beteiligung ist ein wichtiges Instrument zur Akzeptanzförderung vor Ort. Aus der kommunalen Praxis zeigen die Rückmeldungen aber, dass aufgrund der freiwilligen Ausgestaltung der Zahlung in § 6 EEG-E dieses Instrument an seine Grenzen stößt, Rechtsunsicherheiten erzeugt werden und Ungleichheiten zwischen Gemeinden entstehen, die auf unterschiedliche Bereitschaft von Betreibern treffen.

2. **Zu § 11a EEG-E – Duldungspflicht für die Verlegung und den Betrieb von Anschlussleitungen für Erneuerbare-Energien Anlagen gegen Entschädigung**

   **Die hier eingeführte Duldungspflicht greift zu weit und lässt straßenrechtliche Grundlagen sowie in der Praxis etablierte Wegenutzungs- und Gestattungsverträge außen vor. Die Entschädigung ist zudem der Höhe nach anzupassen.**

Mit der Vorschrift soll eine weitgehende Duldungspflicht eingeführt werden, die sämtliche Grundstückseigentümer und -nutzer mit Blick auf Anschlussleitungen und Anlagen zum

Anschluss von EE-Anlagen gegen ein einmaliges Entgelt in Höhe von 5 % des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzfläche umfasst. Das Duldungsrecht soll ein gesetzliches Schuldverhältnis sein, so dass keine dingliche Sicherung erforderlich wird. Außerdem kann der Betreiber seinen Anspruch mit einstweiligen Anordnungen durchsetzen. Es besteht ein unbeschränktes Betretens- und Befahrensrecht und bezieht sich nicht ausschließlich auf PV-Anlagen, sondern auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Diese Duldungspflicht ist zu weit gefasst – zumindest sollten für den Straßenverkehr gewidmete Grundstücke ausgenommen werden. Denn Städte, Landkreise und Gemeinden sind über das Kartellrecht verpflichtet (siehe BGH, Urteil vom 11.11.2008 – KZR 43/07, Ziffer 3), – soweit bereits eine Einspeiseleitung gestattet wurde – jedem anderen Anlagenbetreiber ebenfalls ein Gestattungsrecht einzuräumen. Außerdem sind hier sowohl straßenrechtliche Grundlagen zu beachten als auch etablierte Inhalte von Wegenutzungs- und Gestattungsverträgen, die z. B. auch die sehr wichtigen Themen wie der Verkehrsführung, der Beweissicherung des Straßenzustandes vor Nutzung, der Ausführung der Wiederherstellung, der Kostenentschädigung von Baumschnitt und Entfernung etc. dienen.

Die in den Kommunen etablierten Sondernutzungen bzw. Gestattungsverträge erlauben zudem die Vereinbarung eines vielfach höheren, jährlich wiederkehrenden Entschädigungsbetrages im Vergleich zu den im Gesetzentwurf angesetzten 5% des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzfläche. Den Kommunen würden dauerhaft nicht unerhebliche Einnahmen verloren gehen, die durch den Bund entsprechend zu entschädigen wären. Sollte an der Regelung festgehalten werden, sind sie der Höhe nach entsprechend anzupassen.

Dies ist am Ende auch eine Frage der Notwendigkeit um einer von Akzeptanz getragenen Energiewende gerecht zu werden. Akzeptanz wird unseres Erachtens von der Möglichkeit lokaler Wertschöpfung vermittelt. Eine solche geringe Einmalzahlung würde vor allem dort, wo Vergütungsmodelle für die Einlegung längerer Einspeiseleitungen entwickelt wurde, eine Schlechterstellung bedeuten.

***Zu § 11a Abs. 1 EEG-E***

In § 11a Abs. 1 EEG-E sollte als zulässige Nutzungsform (neben Errichtung, Instandhaltung und den Betrieb) auch der „Rückbau“ zugelassen sein. Weiterhin ist eine Erweiterung des Regelungsinhalts auf die Verlegungstiefe sinnvoll.

***Zu § 11a Abs. 3 EEG-E***

Im Weiteren bedarf es finanzieller Absicherungen mit Blick auf § 11a Abs. 3 EEG-E. Falls die Verlegung einer Leitung erforderlich ist, insbesondere für den Fall der Betriebseinstellung, sind Bürgschaften erforderlich.

Im Hinblick auf die Folgepflicht nach Absatz 3 des Entwurfs zu § 11a EEG ist zudem Folgendes anzumerken: Nach dem Gesetzesentwurf hätte sich der Straßenbaulastträger (wenn auch in dem abzuschließenden Vertrag, der laut Gesetzesbegründung nicht von den in den Absätzen 1 bis 5 geregelten Modalitäten abweichen darf) zu verpflichten, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitung oder sonstiger Einrichtungen gefährden oder *beeinträchtigen*. Nach der Gesetzesbegründung zu Absatz 3 könnte eine Beeinträchtigung in einer Bebauung oder Bepflanzung mit tief wurzelnden Pflanzen zu sehen sein. Nicht

deutlich wird, wie der Gesetzgeber sich das für Verkehrswege vorstellt, ob also z.B. schon eine Befestigung oder Asphaltierung bislang unbefestigter oder nur gepflasterter Nebenflächen als Beeinträchtigung durch Bebauung zu sehen ist. Da auf öffentlichen Wegen– anders als auf Privatgrundstücken – viel häufiger Bauarbeiten stattfinden müssen, verbietet sich an sich die „entsprechende Anwendung" der Regelungen für Privatgrundstücke auf öffentliche Verkehrsflächen. Wenn man die Regelung z.B. mit § 130 TKG, der eine doch eher bedingungslose Pflicht zur Änderung oder Beseitigung der TK-Linie vorsieht, wenn sie den Widmungszweck eines Verkehrsweges nicht nur vorübergehend beschränkt oder die Vornahme der zu seiner Unterhaltung erforderlichen Arbeiten verhindert oder der Ausführung einer von dem Unterhaltungspflichtigen beabsichtigten Änderung des Verkehrsweges entgegensteht, und mit § 129 Absatz 2 TKG (Kostenerstattung für erschwerten Unterhaltungsaufwand) vergleicht, wird die abweichende Regelung gegenüber den sonst üblichen Vorschriften nochmals deutlicher. Dieser Unterschied kann auch nicht dadurch gerechtfertigt werden, dass dem Netzausbau für erneuerbare Energien ein höherer Stellenwert zukommt als dem Glasfaserausbau (TK Ausbau „nur" öffentliches Interesse, EEG-Ausbau „überragendes" öffentliches Interesse, jedenfalls nach den derzeit zur Diskussion stehenden Gesetzesentwürfen), zumal auch die Mobilitätswende zum Klimaschutz beiträgt. In beiden Fällen steht der Ausbau zukunftswichtiger Infrastrukturen in Rede.

Zusätzlich ist anzumerken, dass für Straßengrundstücke kein Verkehrswert zu ermitteln sein dürfte, da diese Grundstücke als Verkehrsflächen dem Markt entzogen sind. Das gilt insbesondere dort, wo die Wegegrundstücke nicht nur dem allgemeinen Grundstücksverkehr entzogen sind, sondern dem zivilen Rechtsverkehr insgesamt (z. B. § 4 Absatz 1 Sätze 4-6 des Hamburgischen Wegegesetzes). Die Frage, welche Gegenleistung oder Entschädigung der Wegebaulastträger für die Zurverfügungstellung der Verkehrsflächen nach dem Gesetzesentwurf erhalten soll, ist damit offen.

***Zu § 11a Abs. 5 EEG-E***

Zudem ist die Grenze der Duldungspflicht der „unzumutbaren Beeinträchtigung" hier zu grob gefasst, insbesondere da die Duldungspflicht per einstweiligem Verfahren unter erleichterten Bedingungen des § 83 Abs. 2 EEG (i.V.m. § 11a Abs. 5 EEG-E) durchgesetzt werden kann. § 11a Abs. 5 EEG-E ist daher zu streichen. Hilfreich könnte hier ein Hinweis, ab welcher Verlegetiefe nicht mehr von einer „Unzumutbarkeit", beispielsweise von landwirtschaftlichen Flächen, auszugehen ist. Im Hinblick auf § 11a Abs. 2 EEG-E erscheint genaue Definition bzgl. der „Schutzstreifenfläche" als sinnvoll. Dieser Begriff ist bislang nicht im EEG definiert.

Es ist zudem fraglich, ob eine dingliche Sicherung des Rechts mit der Schaffung des gesetzlichen Schuldverhältnisses nicht mehr notwendig ist. Im Falle des Wiederverkaufs des Grundstücks sollte im Grundbuch das Schuldverhältnis weiterhin festgehalten werden.

**3. Zu § 11b EEG-E – Nutzung fremder Grundstücke für die Überfahrt und die Überschwenkung bei der Errichtung von Windkraftanlagen**

**Wir begrüßen die Regelung im Grundsatz. Die Eingriffe ins Eigentum und mögliche Nachwirkungen müssen planbar sein und entsprechend entschädigt werden. Wir regen an, die Regelung um den Zeitraum des Anlagenbetriebs und um den Anlagenrückbau und die Anlagenart zu erweitern. Außerdem sollte ein sachgerechter Betrag konkret im**

**Gesetz festgelegt werden. Zudem sind u.a. bezüglich der „Unzumutbarkeit“ weitergehende Definitionen und Klarstellungen notwendig.**

Da es sich bei dieser Regelung neben der Überfahrt an sich auch um die Ertüchtigung der Grundstücke für die Überfahrt, Zaunentfernungen, Umladen und kurzfristige Zwischenlagerungen, handelt, bringt dies Eingriffe in das Eigentum und mögliche Nachwirkungen, wie z. B. Bodenverdichtungen, mit sich. Dennoch begrüßen wir die Neuregelung einer Duldungspflicht für die Verlegung und den Betrieb von Anschlussleitungen für Erneuerbare-Energien Anlagen gegen Entschädigung, wie sie auch beim Stromnetz- oder Breitbandausbau üblich ist, geschaffen wird. Somit kann der Anschluss von Erneuerbaren-Energien Anlagen ans Netz beschleunigt werden.

Es bedarf aus unserer Sicht einer genauen Regulierung, um Erwartungshaltungen zu klären und Unsicherheiten abzubauen. Ein geringer Entschädigungsbetrag für das Recht zur Überfahrt während der Errichtung von EE-Anlagen würde aus unserer Sicht dem „überragenden öffentlichen Interesse“ für den Ausbau der erneuerbaren Energien Rechnung tragen. Wir halten einen fixierten, niedrigen Betrag pro beanspruchten Quadratmeter pro Tag für einen sachgerechten Weg. Wir regen zudem an, die Regelungen in § 11b EEG-E auf alle Erneuerbare-Energien Anlagen zu erweitern.

Damit die Regelung vollständige Wirksamkeit entfaltet, muss die Duldungspflicht auch für den Zeitraum des Anlagenbetriebs sowie für den Anlagenrückbau gelten, denn ein Recht zur Überfahrt kann während des Betriebs z.B. bei größeren Instandsetzungsmaßnahmen notwendig sein. Auch in solchen Fällen sollte deswegen das Recht zur Überfahrt bestehen.

Daneben sieht Abs. 1 eine Duldung der Überfahrung und Überschwenkung vor während es eine Erstattungsregelung nur für die Überfahrung gibt. Insofern sollte hier eine Klarstellung erfolgen, dass die Überschwenkung dann unentgeltlich sein sollte.

Wir möchten in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass Baumfällungen zwecks Errichtung von Anlagen für Erneuerbare Energien dem Grunde nach kein probates Mittel darstellen. In solchen Fällen ist grundsätzlich eine Überfahrt eines fremden Grundstücks auf einer alternativen Trasse zu planen, ggf. unter Inkaufnahme längerer Wege oder Inanspruchnahme weiterer fremder Grundstücke. Eine Überschwenkung von Gehölzflächen sollte in der Regel ohne Baumfällungen möglich sein.

Zudem sollte in § 11b Abs. 1 EEG-E – anlog zum VKU-Vorschlag zu § 11a Abs. 1 EEG-E – genauer definiert werden, was als „unzumutbare“ Beeinträchtigung zu verstehen ist.

**4. Zu § 21 Abs. 3 EEG-E – Mieterstrom**

**Wir begrüßen grundsätzlich den Vorschlag zur weiteren Etablierung von Mieterstrommodellen. Es sollte auch die Höhe des Mieterstromzuschlags geprüft werden.**

Die geplante Möglichkeit, Anlagen auf Gebäuden, die nicht Wohngebäude sind, für eine Nutzung im Mieterstrommodell einzubeziehen, stärkt Dach-PV als Bestandteil dezentraler Versorgungsmodelle.

Der Gesetzesentwurf sieht für das bestehende Mieterstrommodell eine Reihe von Verbesserungen vor. Wir begrüßen dem Grunde nach die Erweiterung des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag auf Nicht-Wohngebäude. Daneben sieht der Gesetzesentwurf ein Konzept zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG-E) vor, das als eigenständiges Modell neben dem nach EEG geförderten Mieterstrom besteht. Wir begrüßen grundsätzlich die Einführung eines Modells zur Teilhabe aller Bewohnerinnen und Bewohnern eines Gebäudes an der PV-Anlage auf dem Gebäudedach. Allerdings bringt das vorgeschlagene Modell eine deutliche Verkomplizierung für Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber mit sich: Bei diesem Modell werden an einem Zählpunkt zwei Belieferungsverhältnisse unterschiedlicher Akteure abgewickelt. Es sind aktuell keine gegenseitigen Mitteilungspflichten vorgesehen. Die Zuständigkeit verschiedener Messstellenbetreiber für dieselbe Marktlokation ist derzeit so nicht abbildbar. Ohne weitere Regulierung dürfte dieses Konzept de facto nicht umsetzbar sein.

**5. Zu § 42b EnWG-E – Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung**

**Wir begrüßen den Vorschlag der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Damit wird ein vereinfachtes Instrument zur gemeinsamen Stromnutzung von Mieterinnen und Mieter sowie WEG geschaffen.**

In Bestandsgebäuden kann die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung eine gute Alternative zum bestehenden Modell darstellen, da das aktuelle Mieterstrommodell aufgrund seiner Komplexität nur sehr schwer im Bestand und in kleinen MFH umgesetzt werden kann.

Bei größeren PV-Anlagen und größeren Gebäuden bietet sich ein gleichmäßigerer Verbrauch im 15 Minuten-Messinterwal, so dass für die kurzfristige Stromspeicherung nur noch kleinere Stromspeicher erforderlich würden.

**6. Zu § 8 EEG-E– Balkonkraftwerke**

**Wir begrüßen, dass die Inbetriebnahme einer eigenen Balkon-Photovoltaik-Anlage für Bürgerinnen und Bürger deutlich erleichtert werden soll. Kritisch ist jedoch, dass auf eine Anmeldung bei den Netzbetreibern verzichtet werden soll. Diese Entbürokratisierungsmaßnahme bei den Bürgerinnen und Bürgern vernachlässigt die Prozesse bei den Netzbetreibern. Auch sehen wir es kritisch, dass in der Übergangszeit ein rückwärtsdrehender Zähler geduldet werden muss.**

Mit dem Solarpaket I sollen Maßnahmen getroffen werden, die den Bürokratieaufwand für die Inbetriebnahme einer eigenen Balkon-Photovoltaik-Anlage für Bürgerinnen und Bürger reduzieren und die Verfahrensschritte vereinfachen. Diese Regelung soll für Solaranlagen mit

einem Inbetriebnahme Datum ab 1. Januar 2024 in Kraft treten, sodass so zukünftig Balkon-Photovoltaik Anlagen schneller und unkomplizierter in Betrieb genommen werden können.

Im Zuge des Registrierungsprozesses wurde im Solarpaket I beschlossen, dass vor allem die Meldung für die Eigentümer einer Balkon-Photovoltaik vereinfacht werden soll. So muss eine Anmeldung zukünftig ausschließlich über das Marktstammdatenregister und nicht mehr beim Netzbetreiber erfolgen. Die Daten, die dort im Rahmen der Meldung eingetragen werden müssen, beschränken sich auf den Namen des Betreibers, den Standort, sowie die technischen Daten der Anlage.

Deutlicher Nachteil ist, dass durch den Verzicht der Anmeldung beim Netzbetreiber wichtige Informationen verloren gehen, die im Nachgang zu einem erhöhten Klärungs- und Koordinierungsaufwand führen, sofern dies überhaupt möglich ist. So kann im Falle eines Mehrfamilienhauses durch die fehlende Zählpunktrelation, eine Zuordnung zwischen Photovoltaik-Anlage, entsprechender Messeinrichtung und Netzanschluss nicht ohne Vor-Ort-Termin definiert werden. Durch das stetige Wachstum der Inbetriebnahmen von Photovoltaik-Anlagen nimmt das Arbeitsvolumen so für die Netzbetreiber enorm zu und nötige Informationen können nicht oder nur erschwert erlangt werden. Mit dem Solarpaket I wurde lediglich eine Entbürokratisierung für Betreiberinnen und Betreiber vorgenommen, jedoch unter Vernachlässigung der Prozesse beim Netzbetreiber. Eine für alle Seiten sinnvolle Entbürokratisierungsmaßnahme wäre der Verzicht auf das Marktstammdatenregister, da mit einer jeden EEG/KWK-G-Testierung alle erforderlichen Daten den Übertragungsnetzbetreibern ohnehin zur Verfügung stehen. Denkbar wäre hier auch, über diese Datenmeldung das Marktstammdatenregister zu speisen.

Bezugnehmend auf die Übergangszeit bis zur Installation eines geeichten Zweirichtungszählers sehen wir es kritisch, dass in diesem Zeitraum ein rückwärtsdrehender Zähler geduldet werden muss. Die Netzsicherheit darf nicht gefährdet werden. Deshalb sollten Balkonanlagen nur dann angeschlossen werden dürfen, wenn eine entsprechende moderne Messeinrichtung vorhanden ist. Nur so kann auch gewährleistet werden, dass der Kunde eine Anlage frühzeitig anmeldet. Die Befürchtung ist, dass die Dunkelziffer von nicht registrierten Anlagen extrem steigen wird. Gleichzeitig sehen wir es als fragwürdig an, ob in Folge der angestrebten Regelung nachfolgende Marktprozesse (Energiemengenbilanzierungen, etc.) dem Grunde nach noch aufrechterhalten werden können. Zudem ist offen, welche Entschädigungsleistung, nach welchem Verfahren, die von der Regelung betroffenen Energievertriebe erhalten, welche Behörde hierfür verantwortlich ist und wie Entschädigungsleistung gegenfinanziert wird.

**6. Zu § 37 und § 48 EEG-E – Ausweitung von PV-Anlagen auf Gewässern**

**Die Unterscheidung zwischen künstlichen und natürlichen Gewässern sollte kritisch überprüft und für die künstlichen Gewässer ebenso die 15 %-Flächenbegrenzung gelten. Vor dem Bau einer Anlage sollten die ökologischen Auswirkungen geprüft und berücksichtigt werden.**

Nur bedingt nachvollziehbarist aus unserer Sicht die Unterscheidung zwischen künstlichen Gewässern und natürlichen Gewässern. Die Begrenzung auf 15 % sollte bei allen Gewässern gelten. In einer Vielzahl von Kommunen gibt es nur künstliche Gewässer, d.h. hier wären Anlagen

größer als 15 % der Fläche ohne jegliche Prüfung der Auswirkungen möglich, möglicherweise sogar Pflicht. Bei jedem Gewässer sollten aber die ökologischen Auswirkungen der Anlagen auf das Gewässer untersucht und berücksichtigt werden. Auch in einem Baggersee gibt es eine Gewässerökologie. Ob PV-Floatinganlagen Auswirkungen auf den Sauerstoffgehalt oder andere Parameter haben oder auch erst ab einer gewissen Flächengröße hängt von dem Trophiezustand und der allgemeinen Situation des Gewässers ab. Insofern ist der pauschale 15% Wert zu hinterfragen.

Im Einzelfall muss darüber hinaus die bisherige Nutzung des Gewässers geprüft werden. Bei den stark genutzten Gewässern (Wassersport, Baden, Angeln etc.) halten wir die zusätzliche Nutzung für Solaranlagen für ausgeschlossen. Zudem ist auch mit Blick auf haftungsrechtliche Fragen die bauliche Verankerung und baurechtliche Genehmigung von PV-Floatinganlagen stärker in den Blick zu nehmen.

**7. Zu § 37c EEG-E – Nichtberücksichtigung von Geboten in benachteiligten Gebieten; Verordnungsermächtigung für die Länder**

**Die Länderöffnungsklauseln konterkarieren die bundesgesetzliche Öffnung für benachteiligte Gebiete nach § 37 Abs. 1 EEG-E und sollten demgemäß überprüft werden.**

Die mit § 37 EEG-E vorgenommen Einschränkung der Förderung ökologisch hochwertiger Flächen wird dem Grunde nach ebenso begrüßt wie die bundesgesetzliche Öffnung für benachteiligte Gebiete. Demgegenüber erschließt sich nicht, warum den Ländern dann wiederum Öffnungsklauseln nach § 37 c EEG-E im Wege von Rechtsverordnungen eingeräumt werden sollen, die die gewünschte Steuerung hin zu benachteiligten Gebieten konterkarieren können. Vielmehr sollte den Ländern ermöglicht werden, den benachteiligten Gebieten im Wege einer Positiv-Öffnungsklausel zusätzliche Flächen gleichzustellen, die – wie bspw. im Landesentwicklungsplan NRW geplant – eine gewisse Bodengüte unterschreiten oder andere Aspekte umfassen, die eine besondere Eignung für die Errichtung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PV) begründen. Eine Steuerung der Höchstmenge sollte nicht – wie in Rechtsverordnungen nach § 37c Abs. 2 Ziffer 1 EEG-E geplant - über den Prozentanteil an der landwirtschaftlich genutzten Landesfläche erfolgen, sondern sich ausschließlich am Gesamtausbauziel orientieren. Verordnungen nach Ziffer 2 könnten dazu führen, dass die benachteiligten Gebiete für die Nutzung mit Freiflächen-PV komplett ausfallen, weil gerade dort vielfach eine Überschneidung mit dem Landschaftsschutz und Naturparken vorzufinden ist.

**8. Zu § 38b EEG-E Anzulegender Wert für Solaranlagen des ersten Segments**

**Es wird bezweifelt, dass die geplante Erhöhung der Vergütung im Falle der § 38b EEG-E neu geplanten Vorgaben in Anspruch genommen wird. Die dort formulierten Vorgaben erscheinen wirtschaftlich unattraktiv, unpraktikabel und mit einem enormen, auch bürokratischen Aufwand verbunden.**

Vor allem der geforderte Verzicht auf einen Herbizideinsatz ist mit hohen finanziellen Einbußen verbunden, die durch die nur geringfügig höhere Einspeisevergütung nicht ausgeglichen wird.

Es steht zu befürchten, dass die geplante Verordnung nach § 94 EEG ähnliche Vorgaben machen und Entschädigungshöhen beinhalten wird. Biodiversitäts- Agri- und Freiflächen-PV müssen eine wirksame Förderung erhalten. Unabhängig davon ist die Frage zu beantworten, ob derartige Förderungen eine Förderung von Agrarumweltmaßnahmen oder deren Nutzung als Kompensationsfläche auf derselben Fläche ausschließen.

Wir bitten darum, unsere Hinweise und Anregungen im weiteren Verfahren zu berücksichtigen, und stehen Ihnen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)497**

26. Oktober 2023

# Stellungnahme
# Deutscher Bauernverband e.V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

Bundestagsdrucksache 20/8657

**Siehe Anlage**

# Solarpaket I: Eine Duldungspflicht für Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte zur Verlegung von elektrischen Leitungen und Überfahrtrechte (§§ 11 a + b EEG-E) sind als unverhältnismäßiger Eingriff in Eigentumsrechte abzulehnen.

Berlin, 28. September 2023

1. Der Deutsche Bauernverband unterstützt den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien und sieht die Chancen für Landwirte, auch zusätzlich die Rolle als Energiewirt einzunehmen. Bei der Inanspruchnahme landwirtschaftlicher Flächen sind jedoch die Ziele der Ernährungssicherung und auch die agrarstrukturellen Belange zwingend zu berücksichtigen. Die Eigentumsrechte der Flächeneigentümer und -bewirtschafter sind zu respektieren.

2. Die nun im Kabinettsentwurf zum Solarpaket 1 in §§ 11a, 11b EEG Grundstückseigentümern und Nutzungsberechtigten aufgebürdete Pflicht, Leitungen von EEG-Anlagen zum Netzverknüpfungspunkt und u.a. die Überfahrt ihrer Grundstücke zu dulden, ist nicht geeignet, vor Ort Akzeptanz zu schaffen und stellt einen nicht erforderlichen, tiefgreifenden Eingriff in das Eigentumsrecht dar.

3. Bislang konnte in der Praxis immer Einvernehmen über die Einräumung von Leitungsrechten für die Anschlussleitungen Erneuerbarer-Energien-Anlagen erzielt werden. Nach diesseitigem Kenntnisstand sind bislang keine Projekte an fehlender Einigungsbereitschaft mit privaten Grundeigentümern gescheitert. Statt den beschleunigten Ausbau voranzubringen, wird der beabsichtigte Duldungszwang zu unnötigen Erschwernissen führen, da die betroffenen Eigentümer mit Widerstand reagieren werden und damit der Ausbau gehemmt wird. Die Eigentümer werden die Verlegung der Leitung auf ihrem Grundstück als unzumutbare Beeinträchtigung ansehen und auch die gesetzlichen Voraussetzungen, wie etwa die Wahl des wirtschaftlich günstigsten Anschlusses, in Frage stellen.

4. Nach dem Regierungsentwurf sollen die Betreiber von Wind- und Solarparks die Flächen fremder Grundeigentümer ohne vorherige vertragliche Vereinbarung bzw. Dienstbarkeit

im Grundbuch nutzen können. Dieses Verfahren ist aus Sicht des Deutschen Bauernverbandes völlig unannehmbar.

5. In der bisherigen Praxis ist vertraglich neben der Einräumung des Leitungsrechts auch die Regulierung des Schadensersatzes „in einem Paket" mitbehandelt worden. Somit war den Eigentümern auch klar, wer für den eingetretenen Schaden in welcher Weise aufkommt. Zudem bestand Gewissheit darüber, wer die Grundstücke befahren und betreten wird. Eine vorherige Mitteilungspflicht wurde ebenso in die Verträge aufgenommen. Mit der vorgesehenen Regelung wird die Einräumung des Leitungsrechts (Duldungspflicht) von der Frage des Schadensersatzes „entkoppelt" und die Durchsetzung möglicher Schadensersatzansprüche für Folgeschäden am Boden sowohl während der Verlegung als auch während des Rückbaus erheblich erschweren. Grundstückseigentümer oder Nutzungsberechtigte stehen vor dem Problem, diejenigen ausfindig machen zu müssen, die von dem Befahrens- und Betretensrecht Gebrauch machen und ggf. Schäden verursacht haben. Dies wird das Unverständnis eigentümerseitig noch mehr befördern und das Verhältnis zwischen Duldungspflichtigen und Anlagenprojektierern zusätzlich stark belasten. Deshalb sind Vereinbarungen über die Art und Weise einer bodenschonenden Leitungsverlegung immer zwingend zu treffen. Auch dies ist nur auf Basis einer vorherigen vertraglichen Regelung möglich.

6. Eine derart intensiv in das Eigentumsrecht eingreifende Duldungspflicht ist nach Auffassung des DBV verfassungswidrig und wird strikt abgelehnt. Es bedarf keiner Regelung einer Duldungspflicht zur Verlegung von Leitungen und weiterer Netzanschlussinfrastruktur, da entsprechende Leitungsvorhaben mittels voll umfassender Gestattungsvereinbarungen bereits seit langem interessengerecht privatautonom abgesichert werden. Im Rahmen privatrechtlicher Verträge wird nicht nur die Verlegung, sondern auch der notwendige Rückbau sowie die Absicherung von Rückbaukosten etc. einvernehmlich geregelt. Diese Praxis ist bewährt, schnell und erfolgreich im Sinne eines beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien und respektiert zudem den verfassungsrechtlich geschützten Eigentumsbegriff. Eine gesetzliche Duldungspflicht führt aufgrund der Übergehung der Eigentümerrechte hingegen zur Blockade/Verhinderung des Ausbaus von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Die obigen Ausführungen gelten auch für ländliche Wirtschaftswege, die im Eigentum von Zusammenschlüssen landwirtschaftlicher Grundstückseigentümer

stehen. Auch hier wurden bisher vertragliche „Gesamtpakete“ geschnürt, die alle rechtlichen Fragen berücksichtigen und befriedende Wirkung entfalteten.

7. Es gibt keinerlei Anhaltspunkte dafür, dass sich der Ausbau Erneuerbarer Energien durch das Verhandeln über die Netzanschlussleitungen verzögert. Der geplante ordnungsrechtliche Eingriff, bei dem die Eigentümer ihren Ansprüchen hinterherlaufen, wird zu einem massiven Widerstand bei den Betroffenen führen und damit das Ziel eines beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien konterkarieren und zu erheblichen Verzögerungen durch gerichtliche Auseinandersetzungen führen.

8. Ein derart intensiver Eingriff in das verfassungsmäßig geschützte Eigentum scheitert bereits an der Verhältnismäßigkeit der Regelung. Den Vorhabenträger ein Ausverhandeln von Leitungsrechten zu ersparen, kann nicht als schützenswerter Allgemeinwohlbelang angesehen werden. Ebenso dienen vergünstigte Entschädigungskosten für die privaten Vorhabenträger von Erneuerbaren- Energien-Projekten nicht dem Allgemeinwohl, sondern vielmehr den finanziellen Interessen privater Investoren.

9. Die bisherige Praxis gewährleistetet nicht nur die gleichberechtigte Verhandlungsposition der Grundstückseigentümer im Hinblick auf die Höhe der Entschädigung von Leitungsrechten, sondern auch im Hinblick auf den Schutz des Bodens (Art. 20a GG), sowie land- und forstwirtschaftlicher Belange. So konnten bislang die Grundstückseigentümer vertraglich regeln, wie der Schutz und Erhalt der natürlichen Bodenfunktion während und nach den Baumaßnahmen weitestgehend gesichert bleibt. Denn im Zuge von Bauprojekten werden Böden in erheblichem Maße mechanisch beansprucht. Durch Bodengefügeveränderungen und Bodenverdichtungen im Zusammenhang von Baumaßnahmen kann die natürliche Bodenfunktion und Leistungsfähigkeit unumkehrbar beeinträchtigt werden und so dauerhaft zu Bewirtschaftungseinschränkungen und Ertragseinbußen führen. Im Ergebnis wird den Grundstückseigentümern mit einer ordnungsrechtlich verordneten Duldungspflicht in §§ 11a+b EEG-E die Möglichkeit genommen, auch den sorgsamen Umgang mit dem Schutzgut Boden vertraglich mitzugestalten durch vertragliche Regelungen über den bodenschonenden Leitungsverlauf sowie ein bodenschonendes Baumanagement.

Fazit: Die geplante Duldungspflicht in § 11a und b EEG-E für Leitungen und Überfahrtsrechte werden deshalb vollumfänglich abgelehnt. Ebenso bedarf es keiner gesetzlichen Duldungspflicht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus.

Um den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzubringen, müssen vielmehr mit oberster Priorität die eigentlichen Ausbau-Hindernisse beseitigt werden. Hier sollten insbesondere die Verteilnetze im Fokus stehen, deren Kapazität völlig unzureichend ist. Der Weg über ordnungsrechtliche Duldungspflichten wird diese Probleme nicht lösen.

Deutscher Bauernverband

Berlin, 20.09.2023

# Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung

**Hinweis zu dieser Stellungnahme**

Der DBV ist registrierter Interessenvertreter nach § 3 Lobbyregistergesetz
Registernummer: R002175

Der Deutsche Bauernverband begrüßt das Vorhaben der Bundesregierung, den Netzausbau, den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Ausbau der Dachanlagen insbesondere durch Entbürokratisierung zu beschleunigen. Allerdings darf dies nicht zu Lasten der Grundeigentümer gehen. Darüber hinaus sollte die Entbürokratisierung auch für die Bereiche Agri-PV und Biodiversitäts-PV umgesetzt werden. Für eine Umsetzung dieser Modelle ist neben einer Wirtschaftlichkeit auch eine einfache Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit bereits bestehenden Regelwerken notwendig.

## 1. Grundsatzposition zur Photovoltaik und dem Netzausbau

- Der Ausbau der Photovoltaik sollte vorrangig auf Dächern, Gewerbe- und Sonderbauten sowie Konversionsflächen erfolgen. Bestehende Hindernisse beim Eigenverbrauch und bei der Nahstromvermarktung müssen abgebaut werden.

- Es bedarf einer steuerrechtlichen Klarstellung, dass eine mit einer PV-Freiflächenanlage bebaute landwirtschaftliche Fläche bewertungsrechtlich für Zwecke der Grundsteuer sowie der Erbschaft- und Schenkungsteuer weiter dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zugeordnet bleibt. Die aktuell von der Finanzverwaltung vorgenommene Zuordnung ist mit erheblichen steuerlichen Nachteilen für die land- und forstwirtschaftlichen Betriebe verbunden.

- Die 500m-Streifen an Autobahnen und Eisenbahnen sollten künftig aus der EEG-Förderung gestrichen werden. Agrarstrukturell nachteilige Flächenzerschneidungen und der Verlust hochproduktiver Flächen können so gemindert werden. Oder die Kommune sollte das Recht erhalten, sofern über 2% der Fläche bereits mit Freiflächen-Photovoltaik belegt ist, diese Gebietskulisse wieder zu schließen

- Hindernisse beim Eigenverbrauch und bei der Nahstromvermarktung müssen weiter abgebaut werden. Dezentrale Erzeugungslösungen tragen zur Netzstabilisierung bei.

- Speicherlösungen und Sektorkopplungen sind zu unterstützen.

- Seit 2023 gilt eine Außenbereichsprivilegierung nach § 35 Absatz 1 Nummer 8 BauGB für PV-Freiflächenanlagen auf Flächen längs von Autobahnen und zweigleisigen Hauptbahnen. Der DBV fordert die Aufnahme eines Planvorbehalts nach § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB in den neuen Privilegierungstatbestand. Dadurch werden die zuständigen Kommunen in die Lage versetzt, durch positive Planung einer unerwünschten lokalen Konzentration von Freiflächen-PV entgegenzuwirken und agrarstrukturelle Belange (Schonung von ertragreichen Landwirtschaftsflächen) zu berücksichtigen.

## 2. Forderungen für das Solarpaket I

Um beim Ausbau der Photovoltaik die landwirtschaftlichen Flächen zu schonen und zugleich die Wertschöpfung und Akzeptanz im ländlichen Raum zu fördern, fordert der DBV in der Solarpaket I Novelle das Folgende:

- Die geplante Duldungspflicht in §11a und §11b ist gänzlich zu streichen, hier wird unverhältnismäßig in das Recht des Eigentümers eingegriffen. Diese Duldungspflicht beschleunigt nicht den Ausbau erneuerbarer Energien, sondern eröffnet große Konfliktpotenziale im ländlichen Raum. Privatrechtliche Verhandlungen haben sich in der Praxis als geeignetes Mittel erwiesen. Die Duldungspflicht verspielt die Akzeptanz im ländlichen Raum und wird den Ausbau bremsen (Siehe Punkt 5).

- Die Initiative der Bundesregierung für Biodiversitäts-PV und extensive Agri-PV ist zu begrüßen. Um landwirtschafts- und naturverträgliche Solarparks auch in der Praxis zu sehen, müssen bürokratische Hürden minimiert und auf bestehende Gesetze und Verordnungen zurückgegriffen werden

- Bürgerenergieprojekten ist im EEG weiter Vorrang zu geben und dessen Definition sollte auch Landwirte und Grundeigentümer einschließen, die sich als Betreibergesellschaften zusammenschließen.

- Kleinere Agri-PV-Anlagen (mit einer Leistung kleiner als 4 MW) sollten gesondert gefördert werden, um die 2,5 ha-Privilegierung verstärkt umzusetzen. Eine solche Förderung ist notwendig, da kleine Anlagen nicht von Skalierungseffekten profitieren können. Die kleinen Anlagen tragen jedoch zur regionalen Wertschöpfung bei und ermöglichen es Landwirten, selbst an der Energiewende teilzunehmen. Hier sollte das Prinzip der "Zonierung" für Dachanlagen angewandt werden, indem eine

gestaffelte Förderung für Anlagen unterschiedlicher Größen bereitgestellt wird (0,5 - 1,5 MW / 1,5 - 3 MW / 3 - 4 MW).

- Durch Biodiversitäts- PV und extensive Agri-PV wird die Biodiversität gefördert und bietet der Flora und Fauna einen Erholungsraum und Rückzugsgebiet. Somit sollten Anlagen auch in Natura-2000 Flächen gestattet und Förderfähig sein.

- Bürokratieabbau bei extensiver Agri-PV – Die Rahmenbedingungen sollten als Nachweis gemäß GAP GLÖTZ 8 oder Ökoregelungen gelten. Eine doppelte Förderung besteht dadurch nicht. Der 0,3 Cent Bonus wird an den Betreiber gezahlt und deckt die höheren Kosten durch geringere Belegdichte, Mindestabstand und höhere Aufständerung. Die Förderzahlungen für die Biodiversitätsmaßnahmen gemäß GAP gehen an den Landwirt, der auch die Flächen bewirtschaftet. So kann die GAP als Nachweis für die erbrachten Leistungen dienen und bestätigen, dass kein Pflanzenschutzmitteleinsatz oder Düngung stattgefunden hat.

## 3. Forderungen für Biodiversitäts-PV

- Eine landwirtschaftliche Nutzung der Acker- und Grünlandflächen durch die Landwirte muss grundsätzlich möglich bleiben. Auch im Falle einer Stilllegung/Brache sollen die Flächen weiterhin als hauptsächlich landwirtschaftlich genutzte Flächen gelten, d.h. im Regelfall wird von einer Mindestnutzung etwa durch Mahd oder Beweidung ausgegangen.

- Die Bauweise der Anlagen wird so gestaltet, dass die Modulreihen mindestens 3,5m Abstand für eine landwirtschaftliche Mindestbewirtschaftung und einen ausreichend besonnten Streifen haben. Daraus ergibt sich eine Überbauung der Projektfläche von maximal etwa 60%.

- Bei der bestehenden Rückholklausel in § 14 Absatz 3 BNatSchG, wonach unter bestimmten Bedingungen die Wiederaufnahme der landwirtschaftlichen Nutzung nicht als Eingriff in Natur und Landschaft gilt, muss eine Ergänzung vorgenommen werden, dass auch die Wiederaufnahme der Nutzung nach Abbau einer Freiflächen-PV-Anlage keinen Eingriff in Natur und Landschaft darstellt. Biodiversitätsmaßnahmen auf diesen Flächen werden „auf Zeit“ geschaffen und diese sollten nach einer etwaigen Beendigung der PV-Nutzung rückgängig gemacht werden können. Die Rückholklausel sollte auch für den strengen Artenschutz nach europäischem Naturschutzrecht gelten.

- Bei der Standortplanung stellen die Kommunen sicher, dass agrarstrukturelle Belange berücksichtigt werden.

- Wie in der PV-Strategie des BMWK dargestellt, muss sichergestellt sein, dass ein naturschutzrechtlicher Ausgleich für die Biodiversitäts-PV-Anlagen nicht erforderlich ist. Hierfür muss klargestellt werden, dass auch kein Ausgleich für Eingriffe in das

Landschaftsbild erfolgen muss. Eine weitere Flächen-Inanspruchnahme muss ausgeschlossen werden. Diese Projektflächen sind auch geeignet, Kompensationsmaßnahmen für andere Eingriffe unter aktiver Beteiligung der Landwirte über produktionsintegrierte Kompensationsmaßnahmen (PIK) im Wege einer angepassten landwirtschaftlichen Bewirtschaftung umzusetzen.

- Biodiversitäts-PV unter den unter Nr. 1 bis 5 genannten Bedingungen sollte in EEG-Ausschreibungen zuschlagsfähig werden (1. Segment). Die höheren Kosten für Biodiversitäts-PV sollten über einen Zuschlag kompensiert werden, soweit diese in direkter Konkurrenz zu anderen klassischen Solarparks stehen. Kriterien sollten in einem Festlegungsverfahren durch die BNetzA geregelt werden.

- In der Agrarförderung wird eine Förderfähigkeit dieser Flächen ermöglicht (Änderung §12 GAP-DZ-VO). Die Basisprämie wird anteilig gewährt; Agrarumweltmaßnahmen einschl. Ökoregelungen werden grundsätzlich vollständig gewährt. Eine Anrechenbarkeit auf GLÖZ 8 (4 % Stilllegung) wird ermöglicht. Ausnahmen von der jährlichen Mindestbewirtschaftung der Biodiversitäts-PV-Fläche sind ggf. nach § 3 Abs. 6 der GAP-Direktzahlungen-Verordnung zu ermöglichen.

- Es bedarf dringend einer verbindlichen steuerrechtlichen Klarstellung, dass auch eine mit einer Biodiversitäts-PV bebaute landwirtschaftliche Fläche ebenso wie bei Agri-PV bewertungsrechtlich für Zwecke der Grundsteuer sowie der Erbschaft- und Schenkungsteuer weiter dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zugeordnet bleibt. Die von der Finanzverwaltung vorgenommene Zuordnung zum Grundvermögen ist mit unverhältnismäßigen steuerlichen Belastungen für die landwirtschaftlichen Betriebe verbunden und hemmt die Akzeptanz und den Ausbau aktuell sehr stark.

Deutscher Bauernverband

Berlin, 20.09.2023

## 4. Kommentierung des Gesetzentwurfes

**§11 a Recht zur Verlegung von Leitungen**

*(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben auf dem Grundstück die Verlegung, die Errichtung, die Instandhaltung, die Instandsetzung, den Schutz und den Betrieb von elektrischen Leitungen sowie von Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen) und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 sowie von Direktleitungen im Sinn von § 3 Nummer 12 des Energiewirtschaftsgesetzes zu dulden. Der Betreiber der Leitung und von ihm beauftragte Dritte sind berechtigt, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient. Der Betreiber darf in der Regel nur diejenigen privaten Grundstücke nutzen, die benötigt werden, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu errichten. Die Leitung und die sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinn des § 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches.*

*(2) Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche. Schadensersatzansprüche des Grundstückeigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt. Der Betreiber hat die Pflicht, den dem Grundstückseigentümer und dem Nutzungsberechtigten entstehenden Schaden so gering wie möglich zu halten. Der Betreiber übergibt dem Grundstückseigentümer und dem Nutzungsberechtigten nach Verlegung der Leitung einen Bestandsplan, in dem der Verlauf der Leitung und die Schutzstreifen auf dem Grundstück eingezeichnet sind.*

*(3) Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitung oder sonstiger Einrichtungen gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann die Umverlegung der Leitung verlangen, wenn die Lage an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar ist. Der Betreiber trägt die Kosten der Umverlegung.*

DBV Stellung:

Der Deutsche Bauernverband lehnt die Duldungspflicht ab. Sie greift zu stark in die Rechte des Eigentümers ein. Die vorgesehene Pflicht wird die Akzeptanz im ländlichen Raum gefährden und den Ausbau der erneuerbaren Energien bremsen. Siehe Argumentationspapier, Punkt 5.

Deutscher Bauernverband

Berlin, 20.09.2023

**§ 11b Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus**

*(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstücks zur Errichtung und zum Rückbau von Windenergieanlagen sowie die Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt durch den Betreiber der Windenergieanlagen und durch von ihm beauftragte Dritte zu dulden. Der Betreiber darf nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden. Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient. Der Betreiber hat nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand auf seine Kosten unverzüglich wiederherzustellen.*
*(2) Ist die Überfahrt des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung seines Grundstücks eingeschränkt war, nach Errichtung oder Rückbau der Windenergieanlage 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar. Eine Überschwenkung ist unentgeltlich zu dulden. Schadensersatzansprüche des Grundstückeigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.*
*(3) Für die Durchsetzung des Anspruchs des Betreibers ist § 83 Absatz 2 entsprechend anzuwenden. Eine etwaige Verpflichtung zur Einholung öffentlich-rechtlicher Genehmigungen, Gestattungen oder Erlaubnisse, die nach anderen Rechtsvorschriften erforderlich sind, bleibt unberührt*
*(4) Die Absätze 1 bis 3 sind auf Verkehrswege entsprechend anzuwenden. Auf öffentliche Verkehrswege ist Satz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Modalitäten der zu duldenden Nutzung unter Beachtung der Absätze 1 bis 3 vertraglich zu regeln sind.“*

DBV Stellung:
Auch das Überfahrtsrecht lehnt der Bauernverband ab. Siehe Argumentationspapier, Punkt 5.

**§37 Gebote für Solaranlagen des ersten Segments Absatz 1 h und i**

*h) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinn des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.7.1992, S. 7), die zuletzt durch die Richtlinie 2006/105/EG (ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368) geändert worden ist, aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als Nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist, i) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinn des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp*

*ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als Nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist,*

DBV-Stellung:
Durch extensive Agri-PV wird die Biodiversität gefördert und bietet der Flora und Fauna einen Erholungsraum und Rückzugsgebiet. Somit sollten extensive Agri-PV Anlagen auch in Natura-2000 Flächen gestattet und Förderfähig sein.

**§37b Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments**
*(2) Abweichend von Absatz 1 ist für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 unter entsprechender Anwendung des § 37d Absatz 1 Satz 2 ein abweichender Höchstwert anzuwenden. Dieser beträgt im Jahr 2024 9,5 Cent pro Kilowattstunde. Der Höchstwert ergibt sich ab dem Jahr 2025 aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten im Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d Absatz 1 Nummer 1 im Verfahren nach § 37d Absatz 2 noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 bereits nach § 35 Absatz 1 bekanntgegeben waren, dabei beträgt er jedoch höchstens 9,5 Cent pro Kilowattstunde. Ein sich aus der Berechnung ergebender Wert wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.“*

DBV-Stellung:
Wir begrüßen das neue Ausschreibungsverfahren mit einem Höchstwert von 9,5 Cent für Agri-PV. Dieses Verfahren gibt den notwendigen wirtschaftlichen Anreiz, um Agri-PV auch in der Praxis zu realisieren.

**$38b Anzulegender Wert für Solaranlagen des ersten Segments**
*„(1a) Der anzulegende Wert nach Absatz 1 erhöht sich um 0,3 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus einer besonderen Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c, wenn 1. die Solaranlage a) den landwirtschaftlich nutzbaren Anteil der Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, um höchstens 15 Prozent verringert und b) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist, und 2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Satz 2 nachweist, dass a) bei der Stickstoffdüngung der nach § 3 Absatz 2 der Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, in Verbindung mit § 4 der Düngeverordnung ermittelte Stickstoffdüngebedarf auf der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, schlagspezifisch um 20 Prozent unterschritten wurde; ausgenommen sind Fälle nach § 10 Absatz 3 der Düngeverordnung, b) auf den Einsatz von Herbiziden auf der Fläche verzichtet wurde, c) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a und b*

Berlin, 20.09.2023

*Blühstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei einjährige oder mehrjährige Blühstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen: aa) aktive Begrünung mit einer standortangepassten Blühmischung mit mindestens zehn verschiedenen Mischungspartnern, die auf die Standzeit des Blühstreifens ausgerichtet sind, bb) im Ansaatjahr erfolgte Aussaat bis zum Ablauf des 15. Mai, cc) eine Standzeit der Blühstreifen von mindestens 1,5 Jahren und dd) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln, und d) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c Altgrasstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei Altgrasstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen: aa) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln und bb) eine Beweidung oder Schnittnutzung jeweils nicht vor dem 1. September. Der Nachweis, dass die Voraussetzungen nach Satz 1 für jedes Kalenderjahr eingehalten wurden, ist durch die Bestätigung eines Gutachters zu führen, die erstmals mit dem Ablauf von drei Jahren nach der Inbetriebnahme der Anlage und in der Folge in dreijährigen Intervallen erbracht werden muss.“*

DBV-Stellung:
Der DBV begrüßt die Möglichkeit von extensiver Agri-PV aber plädiert für eine praxisorientierte Umsetzung. Die GAP ist ein bereits vorhandenes Regelwerk des hier zum Einsatz kommen sollte. Die Rahmenbedingungen sollten als Nachweis gemäß GLÖTZ 8 oder Ökoregelungen gelten. Diese geben genau Maßnahmen vor zu Düngung und Pflanzenschutz. Hier können die Maßnahmen auch evaluiert und kontrolliert werden. Der Mehrfachantrag sollte als Nachweis für die erbrachten Leistungen dienen und bestätigen, dass kein Pflanzenschutzmitteleinsatz oder Düngung stattgefunden hat Wenn wir diesen Prozess nicht entbürokratisieren, werden solche Anlangen nicht realisiert. Eine doppelte Förderung besteht dadurch nicht. Der 0,3 Cent Bonus wird an den Betreiber gezahlt und deckt die höheren Kosten durch geringere Belegdichte, Mindestabstand und höhere Aufständerung. Die Förderzahlungen für die Biodiversitätsmaßnahmen gemäß gehen an den Landwirt, der auch die Flächen bewirtschaftet.

**§48 Solare Strahlungsenergie**
*„In Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 wird die Angabe „1. April 2012“ durch die Angabe „1. März 2023“ ersetzt“*

DBV-Stellung:
Der DBV begrüßt, dass das BMWK den Forderungen nach einer Verschiebung des Stichtages nachgekommen ist. Damit können auch bestehende Gebäude im Außenbereich, die in den letzten 10 Jahren errichtet wurden, mit Photovoltaik versehen werden. Der DBV hält jedoch an seiner Forderung fest, die Klausel gänzlich zu streichen, da jede Bebauung im Außenbereich von der Gemeinde auf ihre Notwendigkeit geprüft wird und diese Klausel daher nicht erforderlich ist.

Deutscher Bauernverband

Berlin, 20.09.2023

## 5. Argumentationspapier zur Duldungspflicht § 11a und § 11b

Das Vorantreiben der Energiewende kann nur dann gelingen, wenn es breite Akzeptanz findet und nicht zu unverhältnismäßigen Belastungen für die Landwirtschaft führt. Diese Akzeptanz sehen wir durch die nun im Entwurf zum Solarpaket I in §§ 11a, 11b EEG den Grundstückseigentümern und Nutzungsberechtigten aufgezwungen Pflicht, die Verlegung von elektrischen Leitungen und Überfahrten zu dulden, massivst gefährdet. Hinsichtlich der Einzelheiten verweisen wir auf das beigefügte Argumentationspapier zur Duldungspflicht.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)503**

03.11.2023

# Stellungnahme
Deutsche Umwelthilfe e. V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

# Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 8. November 2023

**Zum Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670)**

**Sascha Müller-Kraenner, Bundesgeschäftsführer der Deutschen Umwelthilfe e.V.**

Die Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes 2019 war ein Meilenstein der deutschen Klimapolitik, der nur durch jahrelanges Engagement und beharrlichen Druck der gesamten Klimabewegung möglich wurde. Nach dem epochalen Beschluss des Bundesverfassungsgerichts, der das Gesetz im Frühjahr 2021 wegen unzureichender Vorgaben zum Emissionsreduktionspfad für teilweise verfassungswidrig erklärte, musste die Große Koalition das Gesetz nachbessern.

Die nun vorgesehenen Änderungen im Bundesklimaschutzgesetz sorgen dafür, dass die Einhaltung des völkerrechtlich verbindlichen Pariser Klimaschutzabkommens sowie des Artikels 20a GG nicht mehr gewährleistet ist. In der Konstruktion des Gesetzes hatte der Gesetzgeber verschiedene Möglichkeiten, die Reduktion der Treibhausgase im Einklang mit dem Pariser Klimaschutzabkommen zu operationalisieren – unter anderem durch Umlegung auf Länderbudgets etc. Der Gesetzgeber hat sich jedoch entschieden, diese Operationalisierung bezogen auf Sektoren vorzusehen und zur Einhaltung jährlich zu überprüfende und gegebenenfalls nachzubessernde verbindliche Sektorziele festzulegen. Die vorgesehenen Änderungen des Klimaschutzgesetzes sollen nun jedoch exakt diesen Mechanismus erheblich schwächen. Die Aufweichung und Streichung zwingender und verbindlicher Beiträge der einzelnen Sektoren, der direkten Pflicht zur jährlichen Nachbesserung bei Nichterreichung eines Zwischenziels in jedem einzelnen Sektor durch ein Klimaschutzsofortprogramm, die Änderung der Systematik einer ex-post Auswertung auf eine reine Prognose-Bewertung sowie die nicht mehr jährliche Nachbesserungsverpflichtung sind deshalb allesamt nicht akzeptabel. Sie führen absehbar zu einer Nichterreichung der jährlichen Verpflichtung, damit einhergehend einer immer größeren Aufstauung der Emissionsreduktionen und einer in keinem Fall akzeptablen Reduktion des zur Verfügung stehenden Restbudgets an Treibhausgasemissionen für die Jahre 2030 und 204

Im Ergebnis bedeutet das:

Statt die verbindlichen Sektorvorgaben zu stärken, wird der Verantwortungsdiffusion durch eine „mehrjährige Gesamtrechnung“ Tür und Tor geöffnet. Insgesamt werden starke Anreize für die Verschiebung dringend nötiger Klimaschutzmaßnahmen auf das Ende dieses für den Klimaschutz entscheidenden Jahrzehnts geschaffen.

Natürlich ist das bestehende Klimaschutzgesetz nicht perfekt. Es ist nicht ansatzweise mit der 1,5 Grad-Grenze kompatibel, wie bspw. die Analysen des Sachverständigenrats für Umweltfragen belegen.

Wichtige Ministerien haben in der Vergangenheit die Vorgaben des Gesetzes ignoriert, ohne dafür gravierende Konsequenzen fürchten zu müssen. Hier wären Nachbesserungen, um bei absehbaren Zielverfehlungen einzelner Sektoren nachzusteuern, wichtig und sinnvoll gewesen.

Die Vorzeichen, unter denen das Klimaschutzgesetz jetzt aufgeschnürt werden soll, sind jedoch völlig andere. Es geht darum, säumige Ministerien vor schlechter Presse zu schonen und Klimablockadepolitik in Schlüsselsektoren wie dem Verkehr in einer „mehrjährigen Gesamtrechnung“ zu verstecken. Die dargestellten Probleme des aktuellen Klimaschutzgesetzes werden auf diese Weise nicht gelöst, sondern verschärft.

Mit diesem Klimaschutzgesetz werden die Eckpfeiler der klimapolitischen Rahmengesetzgebung für den Rest des Jahrzehnts und darüber hinaus eingeschlagen. Es entfaltet langfristige Wirkung, indem es verbindliche Vorgaben für die Klimapolitik auch für zukünftige Regierungen mit möglicherweise geringen klimapolitischen Ambitionen macht. Nicht nur deshalb ist es wichtig, dass die Novelle das bestehende Gesetz substantiell verbessert.

Deswegen benennen wir für die nun anstehenden parlamentarischen Verhandlungen folgende Eckpunkte:

1) die Beibehaltung *gesetzlich bindender* (und nicht nur rein indikativer) *Sektorvorgaben*, insbesondere mit Blick auf das EU-Effort-Sharing,

2) die Etablierung *robuster, zeitnah greifender Nachsteuerungs- und Sanktionsmechanismen*, die die Umsetzung der dringend nötigen zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen und die sichere Einhaltung der Klimaziele auch bei mangelndem politischen Willen einzelner Ressorts gewährleisten können. Hierzu gehören auch klare Vorgaben für den *umgehenden* Beschluss zusätzlicher Klimaschutzmaßnahmen, wenn das aktuelle Klimaschutzprogramm unzureichend ist; und

3) im Falle einer Umstellung des Monitorings von ex-post auf ex-ante, ein sicherer *Ausschluss politischer Einflussnahme auf Emissionsprognosen* und ein Mechanismus, der verhindert, dass Klimaschutzmaßnahmen durch Missachtung von Fristen (wie bisher beim Projektionsbericht) zusätzlich verschleppt werden.

Stand: 2.11.2023

Deutsche Umwelthilfe

**Deutsche Umwelthilfe e.V.**

Bundesgeschäftsstelle Radolfzell
Fritz-Reichle-Ring 4
78315 Radolfzell
Tel.: 0 77 32 99 95 - 0

Bundesgeschäftsstelle Berlin
Hackescher Markt 4
Eingang: Neue Promenade 3
10178 Berlin
Tel.: 030 2400867-0

**Ansprechpartner**

Sascha Müller-Kraenner
Bundesgeschäftsführer
Tel.: 030-240086715
E-Mail: mueller-kraenner@duh.de

.de **www.duh.de** @ **info@duh.de** **umwelthilfe** Wir halten Sie auf dem Laufenden: **www.duh.de/newsletter-abo**

Die Deutsche Umwelthilfe e.V. ist als gemeinnützige Umwelt- und Verbraucherschutzorganisation anerkannt. Wir sind unabhängig, klageberechtigt und kämpfen seit über 40 Jahren für den Erhalt von Natur und Artenvielfalt. Bitte unterstützen Sie unsere Arbeit mit Ihrer Spende: **www.duh.de/spenden**

Transparent gemäß der Initiative Transparente Zivilgesellschaft. Ausgezeichnet mit dem DZI Spenden-Siegel für seriöse Spendenorganisationen.

Initiative Transparente Zivilgesellschaft

DZI Spenden-Siegel

**Unser Spendenkonto:** Bank für Sozialwirtschaft Köln | IBAN: DE45 3702 0500 0008 1900 02 | BIC: BFSWDE33XXX

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)505**

06.11.2023

# Stellungnahme

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

Berlin, 8. November 2023

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

## Stellungnahme

# Stellungnahme BDEW zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesklima-schutzgesetzes

Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Bundestages

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

**1 Einleitung ..... 3**

**2 Kernforderungen des BDEW ..... 4**

**3 Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen ..... 5**

3.1 Zu § 3b – Zielwerte für technische Kohlenstoffsenken ..... 5

3.2 Zu § 4 - Einführung einer sektorübergreifenden mehrjährigen Gesamtrechnung ..... 5

3.3 Zu § 4 Absatz 6 – BEHG und europäischer Emissionshandel ..... 7

3.4 Zu § 5 Absatz 1 – Monitoring der Sektoremissionen ..... 8

3.5 Zu § 5 Absatz 5 - Anpassung der Sektorziele nach Anlage 2b ..... 8

3.6 Zu § 5a - Projektionen ..... 9

## 1 Einleitung

Die Bundesregierung hat am 11. September 2023 den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) vorgelegt.

Im Rahmen der Novelle sollen insbesondere die Steuerungsmechanismen des Gesetzes verbessert und präzisiert werden. Die Einhaltung der Klimaschutzziele soll künftig anhand einer sektorübergreifenden und mehrjährigen Gesamtrechnung überprüft werden. Dabei sollen zur Bewertung der Zielerreichung künftig nicht mehr die Emissionsdaten nach Sektoren des Vorjahres, sondern Projektionsdaten für den Zeitraum 2021 – 2030 herangezogen werden. Die sektorale Betrachtung bleibt im Monitoring nur noch als Orientierungsgrundlage erhalten.

Die Mitgliedsunternehmen des BDEW stehen zu dem übergeordneten Ziel des KSG, Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen und haben sich auf den Weg dorthin gemacht.

Die Energiewirtschaft hat ihre Emissionsminderungsziele stets eingehalten. Selbst unter den schwierigen Bedingungen der durch den russischen Überfall auf die Ukraine ausgelösten Energiekrise des vergangenen Jahres, ist es gelungen, trotz des Wiederanfahrens von Kohlekraftwerken aus der Reserve, das Ziel für den Energiesektor nicht zu überschreiten.

Die Energiewirtschaft arbeitet aktiv daran die Grundlagen für die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr weiter auszubauen - mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und deren Infrastrukturen sowie der Integration neuer Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektromobile in das Stromnetz, dem Ausbau des Ladeangebots und dem Hochlauf dekarbonisierter und erneuerbarer Gase.

Eine gemeinsame Betrachtung der Sektoren kann angesichts der voranschreitenden Sektorenkopplung langfristig richtig sein. Auf dem Weg dorthin muss jedoch sichergestellt werden, dass jeder Sektor seinen Beitrag leistet und entsprechende Anstrengungen angereizt werden. Eine Schwächung der Sektorziele zugunsten eines unschärferen Systems wird den enormen Anstrengungen, die die deutsche Energiewirtschaft in den letzten Jahren für den Klimaschutz geleistet hat, nicht gerecht.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW e.V.** nimmt zum Gesetzentwurf wie folgt Stellung.

## 2 Kernforderungen des BDEW

Um die Wirksamkeit und Funktionalität des Klimaschutzgesetzes zu verbessern, schlägt der BDEW die folgenden Änderungen vor:

- Für technische Kohlenstoffsenken sollte ein zusätzliches Zwischenziel für das Jahr 2030 vorgesehen werden, um den frühzeitigen Hochlauf zu unterstützen.
- Der BDEW spricht sich dezidiert gegen eine Aufweichung der Sektorziele aus und plädiert für eine Beibehaltung der derzeitigen Methodik, die eine gezielte Anreizwirkung zur Senkung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren hat.
- Wenn weiterverfolgt, sollte eine Verrechnung der Emissionsentwicklungen zwischen Sektoren nur für die Sektoren, die ganz überwiegend der EU-Klimaschutzverordnung unterliegen, zugelassen werden (Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Sonstige/Abfallwirtschaft).
- Zur Vermeidung von strukturellen und dauerhaften Zielabweichungen sollte die Verrechnung von Über- und Untererfüllungen nur zu einer bestimmten Grenze (z. B. maximal 5 Prozent des Jahresziels des betreffenden Sektors) zugelassen werden.
- Das Gesetzgebungsverfahren zur Regelung des Übergangs vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel sollte so schnell wie möglich entsprechend der europäischen Fristen bis Ende Juni 2024 abgeschlossen werden.
- Um die Schätzung der sektoralen Entwicklungen durch das UBA zu erleichtern, sollte die Vorlagefrist für den Monitoringbericht vom 15. März auf den 15. April verschoben werden.
- Wenn ein jährlich fortgeschriebener Projektionsbericht künftig die wesentliche verbindliche Grundlage für Monitoring, Bewertung und Ausgestaltung der Klimapolitik der Bundesregierung bilden soll, müssen wesentliche Leitplanken und Rahmenbedingungen, der Prozess für die Vergabe und Erstellung sowie die zugehörigen Beteiligungsprozesse im Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes geregelt werden.
- Es ist zu klären, welche Institutionen (Bundesregierung, Bundestag, Bundesrat) sich den Projektionsbericht neben den beteiligten Ministerien zu eigen machen sollen und wie eine angemessene Stakeholder-Beteiligung im komplexen Modellierungsprozess sichergestellt werden kann.

# 3 Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen

## 3.1 Zu § 3b – Zielwerte für technische Kohlenstoffsenken

Auf dem Weg zur Klimaneutralität sind die Vermeidung von Emissionen und die Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger von überragender Bedeutung. Trotz aller Anstrengungen wird es aber auch in Zukunft Emissionen geben, die nicht durch die bislang verfügbaren oder sich in Entwicklung befindlichen Technologien vermieden werden können.

Um das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität nach § 3 Absatz 2 Satz 1 zu erreichen, ist die kontinuierliche Bindung von Kohlendioxid aus der Atmosphäre unerlässlich.

Der Vorschlag sieht eine Ermächtigung für die Bundesregierung für Zielfestlegungen für die Jahre 2035, 2040 und 2045 vor.

Die ergänzende Festlegung von Zielwerten für technische Kohlenstoffsenken ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich zu begrüßen. Die Zielsetzungen sollten technologieoffen ohne Vorfestlegungen auf bestimmte Entnahmetätigkeiten oder Sektoren formuliert werden und im Einklang mit der Carbon Management Strategie der Bundesregierung stehen.

Bei Plänen zur geologischen Speicherung sowie beim Transport von $CO_2$ ist dabei immer sicherzustellen, dass der Schutz der Wasserressourcen für die Trinkwasserversorgung vollumfänglich gewährleistet wird. Eine Untergrundspeicherung in Deutschland auf dem Festland bzw. in küstennahen Gebieten, die Einfluss auf die Trinkwassergewinnung haben könnte, muss daher ausgeschlossen werden. Offshore sind Speicherungen von $CO_2$ dagegen unter Einhaltung bestimmter Kriterien möglich.

Um einen Abtransport von $CO_2$ in angrenzende Länder mit dem Zwecke der Einspeicherung zu ermöglichen, wird eine zeitnahe Ratifizierung des London Protokolls empfohlen.

Aus Sicht des BDEW sollte für das Jahr 2030 ein zusätzlicher Zielwert ergänzt werden, um die bereits laufenden Planungen und Projekte sowie den Hochlauf für technische Kohlenstoffsenken im Allgemeinen frühzeitig zu unterstützen.

## 3.2 Zu § 4 - Einführung einer sektorübergreifenden mehrjährigen Gesamtrechnung

Für das Erreichen der Klimaziele ist es unverzichtbar, dass alle Sektoren liefern. Es muss daher sichergestellt werden, dass insbesondere die Sektoren, die ihre Ziele bislang nicht erreichen, tatsächlich effektive und dauerhaft wirksame Maßnahmen ergreifen. Es darf nicht passieren, dass die Sektoren, die heute schon liefern, die Last der anderen mittragen müssen.

Die nationalen Sektorziele des KSG sind so justiert, dass bei Zielerreichung auch die Einhaltung der Vorgaben der europäischen Klimaschutzverordnung mit ausreichender Sicherheit gewährleistet wird. Insbesondere bei signifikanter Verfehlung der Sektorziele in Gebäudesektor, Verkehr und Landwirtschaft drohen Zielverfehlungen unter der EU-Lastenteilungsverordnung verbunden mit empfindlichen Kosten für den Zukauf von Emissionszuweisungen anderer Mitgliedstaaten bzw. Straf- und Ausgleichszahlungen.

Künftig sollen die Sektorziele aggregiert betrachtet und erst nach zwei aufeinanderfolgenden Jahren, in welchen die Ziele verfehlt wurden, Maßnahmen ergriffen werden. Eine Verrechnung von Zielverfehlung und Übererfüllung nimmt den Druck von einzelnen Sektoren, wie dem Verkehr oder dem Gebäudesektor, steigert aber auch die Erwartung, zum Beispiel an die Energiewirtschaft oder die Industrie, mögliche Zielverfehlungen anderer Sektoren auszugleichen. Insbesondere der Verkehrssektor, der bisher weit hinter den eigenen Ambitionen zurückgeblieben ist, darf an dieser Stelle nicht aus der Verantwortung entlassen werden. Im Verkehrssektor stehen mit der schnelleren Umstellung auf Elektromobilität und insbesondere für den Schwerlastverkehr auch ergänzend Bio-LNG und Wasserstoff zur Verfügung, um zusätzliche Emissionsminderungen zu erreichen.

Der BDEW spricht sich deswegen dezidiert gegen eine Aufweichung der Sektorziele aus und plädiert für eine Beibehaltung der derzeitigen Methodik. Die Ziele des Referentenentwurfs lassen sich auch unter Beibehaltung der Bedeutung der Sektorziele erreichen, beispielsweise indem die Vorlagepflichten und Leitplanken für Sofortprogramme konkretisiert und zeitlich flexibler ausgestaltet werden.

Eine gegenseitige Verrechnung zwischen Sektoren sollte deshalb nur für die Sektoren, die ganz überwiegend der EU-Klimaschutzverordnung unterliegen, zugelassen werden (namentlich Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Sonstige/Abfallwirtschaft). Andernfalls drohen Zielverfehlungen bei der europäischen Lastverteilung, die wiederum kostspieligen Bedarf für den Zukauf von Emissionszuweisungen anderer Mitgliedstaaten auslösen würden. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn durch die Sektor Aggregation Emissionsminderungen aus dem EU-ETS-Bereich (Energiewirtschaft, Industrie) im Nicht-ETS-Bereich (andere Sektoren) zur Anrechnung gebracht würden.

Zur Vermeidung von strukturellen und dauerhaften Zielabweichungen sollte die Verrechnung von Über- und Untererfüllungen nur zu einer bestimmten Grenze (z.B. maximal 5 Prozent des Jahresziels des betreffenden Sektors) zugelassen werden. Entsprechende Begrenzungen könnten entweder in § 4 oder § 8 verankert werden.

### 3.3 Zu § 4 Absatz 6 – BEHG und europäischer Emissionshandel

Nach Absatz 6 soll die Bundesregierung bis zum Jahresende 2024 einen Bericht vorlegen, der einen Vorschlag zum Übergang vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel enthält. Damit trägt die Regelung den Entwicklungen auf europäischer Ebene Rechnung, wonach der europäische Emissionshandel ab 2027 weiter ausgeweitet werden und insbesondere eine $CO_2$-Bepreisung für die nicht vom EU-Emissionshandel (ETS 2) erfassten Brennstoffemissionen in den Sektoren Wärme und Straßenverkehr vorsehen soll.

Nach Auffassung des BDEW kommt dieser Auftrag an die Bundesregierung zu spät. Die betroffenen Inverkehrbringer von Brennstoffen sowie deren Kunden benötigen so schnell wie möglich Klarheit über den Transitionsprozess und die Ausgestaltung des nationalen Handelssystems in den Jahren bis 2027. Dies gilt insbesondere für die Sektoren und Brennstoffe, die nicht vom ETS 2, aber vom BEHG erfasst sind (Abfallverbrennung, landwirtschaftliche Feuerungsanlagen etc.) und möglicherweise von der Bundesregierung unilateral in die europäischen Emissionshandelssysteme teilweise oder in Gänze überführt werden sollen. Die europäischen Bestimmungen zum ETS 2 sind bis Mitte 2024 in Deutschland umzusetzen. Im Rahmen dieses Prozesses sollte auch der Systemübergang zumindest im Hinblick auf den künftigen Anwendungsbereich geregelt werden.

Vor dem Hintergrund des Überganges sollten darüber hinaus frühzeitig weitere erforderliche Regelungen und für das Berichtsjahr 2026 und die darin anknüpfenden Berichts- und Abgabepflichten in BEHG und nachgelagerten Verordnungen getroffen werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu prüfen, ob der für 2026 vorgesehene Preiskorridor und die hierfür erforderliche Einführung von zusätzlichen nationalen Handelsmechanismen aufgrund des Systemüberganges noch sinnvoll sind oder ob nicht stattdessen die Festpreisphase um ein weiteres Jahr verlängert werden sollte. Die frühzeitigen Festlegungen werden insbesondere für Anpassung bestehender und Ausgestaltung neuer längerfristiger Lieferverträge für Energieträger so früh wie möglich benötigt.

Die Frist zur Vorlage des Berichtes sollte um ein Jahr vorverlegt werden und das anschließende Gesetzgebungsverfahren zur Änderung des BEHG so schnell wie möglich entsprechend der europäischen Fristen bis spätestens Ende Juni 2024 abgeschlossen werden.

### 3.4 Zu § 5 Absatz 1 – Monitoring der Sektoremissionen

Das Monitoring durch das Umweltbundesamt sollte weiterhin auf objektiven gemessenen Daten beruhen. Um die Schätzung der sektoralen Entwicklungen für das Berichtsjahr im Folgejahr zu erleichtern, sollte die Vorlagefrist für den Monitoringbericht vom 15. März auf den 15. April verschoben werden.

Die derzeit vorgesehene frühe Vorlagefrist wird aufgrund des Wegfalls der sektorspezifischen Sofortprogramme entbehrlich. Damit könnten insbesondere die im Laufe des März im Rahmen der amtlichen Energiestatistik veröffentlichten Monatswerte für Dezember der amtlichen Mineralöldaten, der Monatserhebung der Kraftwerke und der Stromeinspeisungen bei den Netzbetreibern sowie der Jahresbericht der AG Energiebilanzen und die verifizierten Emissionen der EU-ETS-pflichtigen Anlagen in die Emissionsschätzung einfließen. So ließe sich die Güte und Treffsicherheit des Monitorings entscheidend verbessern.

Dies gilt insbesondere für die Berücksichtigung der verifizierten Emissionsdaten aus dem EU-Emissionshandelssystem, die regelmäßig am 1. April für das Vorjahr von der EU-Kommission veröffentlicht werden. Bei Einbeziehung dieser Daten wäre es insbesondere möglich gewesen, die für 2021 nachträglich festgestellte Zielverfehlung der Industrie vorherzusehen.

### 3.5 Zu § 5 Absatz 5 - Anpassung der Sektorziele nach Anlage 2b

Ergibt das Monitoring des Umweltbundesamtes zukünftig eine Über- oder Unterschreitung nach § 4 Absatz 2 und rechnet dieses daraufhin die Jahresemissionsgesamtmengen entsprechend für die Folgejahre an, so passt die Bundesregierung nach Absatz 5 durch Rechtsverordnung Anlage 2b entsprechend an.

Der BDEW vertritt die Auffassung, dass die Anpassung der in Anlage 2b aufgeführten Sektorziele in den Folgejahren für jeden Sektor sich auch weiterhin „automatisch“ auf die Unter- oder Überschreitung des maßgeblichen Sektorziels im jeweiligen Berichtsjahr stützen sollte (d. h. die Überschreitung des Sektorziels führt zu proportional strengeren Sektorzielen in den Folgejahren und die Unterschreitung zur Anhebung). Die Fortschreibung sollte nicht – wie im Gesetzentwurf vorgeschlagen – unter Berücksichtigung der künftig zu ergreifenden Abhilfemaßnahmen erfolgen. Nach Vorschlag des Gesetzentwurfs könnte ein Sektor, der sein Sektorziel einhält, aber in den Folgejahren Verfehlungen anderer Sektoren ausgleichen soll, doppelt bestraft werden. Zum einen würde er zum Lückenbüßer für andere Sektoren, zum anderen drohen seine nachfolgenden Sektorziele aufgrund der zusätzlichen Maßnahmen noch weiter verringert zu werden.

### 3.6 Zu § 5a - Projektionen

Die Bundesregierung ist gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz bereits dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen Projektionsbericht vorzulegen. Die Berichterstellung erfolgt nicht durch das UBA oder eine andere öffentliche Institution, sondern über ein ausgewähltes Forschungskonsortium. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse üblicherweise nicht zu eigen. Die Bundesregierung bezieht daher neben den Forschungsergebnissen des Projektionsberichts immer auch andere Szenarien und Untersuchungen in ihre künftigen Überlegungen ein. Der jährliche Klimaschutzbericht der Bundesregierung enthält aufbauend auf dem Projektionsbericht eine Prognose der zu erwartenden Treibhausgasminderungen.

Wenn ein jährlich fortgeschriebener Projektionsbericht künftig die wesentliche verbindliche Grundlage für Monitoring, Bewertung und Ausgestaltung der Klimapolitik der Bundesregierung bilden soll, müssen wesentliche Leitplanken und Rahmenbedingungen, der Prozess für die Vergabe und Erstellung sowie die zugehörigen Beteiligungsprozesse im Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes geregelt werden.

Die Erstellung der Projektionen für die Bewertung der Einhaltung der Jahresemissionsmengen der Sektoren und der Jahresemissionsgesamtmenge ist hochkomplex und geht weiter über die derzeitige Aufgabe des UBA als Fachbehörde zur weitgehend standardisierten Inventarerstellung und Berichterstattung der Emissionen im Berichtsjahr hinaus. Es reicht nicht aus, dass die Ministerien die Auswahl des Forschungskonsortiums im Einvernehmen bestätigen. Es ist davon auszugehen, dass die Vergabe des Monitorings ein umfangreiches Vergabeverfahren auslöst. Neben verwaltungstechnischen Fragen ist hierbei ein umfangreiches Pflichtenheft für den Auftragnehmer zu definieren. Aufgrund der hohen Spielräume bei der Erarbeitung und der Tragweite der Ergebnisse müssen die Kernannahmen (z. B. anzunehmende Brennstoff- und $CO_2$-Preise) und das Ergebnis (der Projektionsbericht) nicht nur von der Fachbehörde, sondern von allen beteiligten Bundesministerien vorabgestimmt bzw. angenommen werden. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Stichtag für die Abbildung beschlossener Maßnahmen im Rahmen der Projektionen.

Es ist zu klären, welche Institutionen (Bundesregierung, Bundestag, Bundesrat) sich den Bericht neben den beteiligten Ministerien zu eigen machen sollen und wie eine angemessene Stakeholder-Beteiligung im komplexen Modellierungsprozess sichergestellt werden kann.

Die Erarbeitung des vorausblickenden Projektionsberichtes ist wesentlich aufwändiger als die bislang vorgesehene rückblickende Emissionsschätzung des UBA als Grundlage für die Bewertung der Zieleinhaltung. Dies gilt insbesondere für Langfristprojektionen bis zum Jahr 2045.

Weiterer Klärungsbedarf besteht insbesondere auch im Hinblick auf das laufende Jahr 2023. Es ist davon auszugehen, dass die erstmalige Vergabe, Anfertigung des Berichtes und Abnahme mehrere Monate in Anspruch nehmen werden und die verbleibende Zeit bis zum 15. März 2024 hierfür nicht mehr ausreichen könnte. Hier könnte die zu § 5 Absatz 1 vorgeschlagene Verschiebung des Abgabetermins um einen Monat abhelfen.

Der Projektionsbericht 2023 wurde im August 2023 vom Umweltbundesamt veröffentlicht. Die Übergangsvorschrift nach § 16 sieht vor, dass der Projektionsbericht und seine Ergebnisse gemäß Artikel 18 der Europäischen Governance-Verordnung als Projektionsdaten nach § 5a gelten. Aus Sicht des BDEW bestehen Zweifel, dass der Projektionsbericht 2023 den Anforderungen nach § 5a genügt und für das Monitoring verwendet werden kann. Zudem wäre eine ausführlichere Stakeholder-Beteiligung im komplexen Modellierungsprozess wünschenswert gewesen.

Der Projektionsbericht 2023 enthält zwei Szenarien:

- Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), das alle vom Gesetzgeber beschlossenen Maßnahmen bis November 2022 berücksichtigt.
- Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), das zusätzlich das Klimaschutzprogramm 2030 abbilden soll.

Das zweite Szenario enthält jedoch noch nicht die jüngsten Beschlüsse zu Gebäudeenergiegesetz und Wärmeplanungsgesetz. Zudem ist das finale Klimaschutzprogramm 2030 noch nicht in Gänze berücksichtigt. Außerdem enthalten beide Szenarien noch nicht vollständig die im April 2023 vom Europäischen Parlament verabschiedete Reform des EU-Emissionshandels sowie weitere Beschlüsse, die im Rahmen des Fit-for-55-Programms erfolgten.

Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 8. November 2023

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

## Stellungnahme

# Stellungnahme BDEW zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023 (KSP) der Bundesregierung

zur Anhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie am 8. November 2023

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## 1 Einführung

Am 21. Juni 2023 hat das Bundeskabinett den ressortgeeinten Entwurf des Klimaschutzprogramms (KSP) 2023 zur Kenntnis genommen. Anschließend wurde die im Bundes-Klimaschutzgesetz vorgesehene Befassung des Expertenrates für Klimafragen und die Öffentlichkeitsbeteiligung zum Programmentwurf eingeleitet. Der Expertenrat hat seine Stellungnahme gemäß § 12 Abs. 3 Nr. 3 Bundes-Klimaschutzgesetz am 22. August 2023 veröffentlicht. Das Bundeskabinett hat das Klimaschutzprogramm am 4. Oktober 2023 beschlossen.

Das KSP zieht eine erste Bilanz der seit Beginn der Legislaturperiode beschlossenen und umgesetzten Klimaschutzmaßnahmen. Diese sollen die Klimaschutzlücke bis zum Jahr 2030 von 1.100 Mio. t $CO_2$-Äquivalent auf ca. 200 Mio. t verringern. Da die im KSP enthaltenen Maßnahmen noch nicht ausreichen, um die Klimaschutzlücke bis 2030 vollständig zu schließen, sind weitere Anstrengungen notwendig. Dies bestätigt auch die Stellungnahme des Expertenrats für Klimafragen. Eine Lücke bleibt insbesondere im Verkehrssektor und in geringerem Umfang im Gebäudesektor. Darüber hinaus stehen die geplanten Maßnahmen unter Finanzierungsvorbehalt.

Inwiefern die Angaben zu den Treibhausgas-Minderungen tragfest sind, lässt sich bisher nur bedingt prüfen, da mit dem Projektionsbericht 2023 zwar eine aussagekräftige Berechnungsgrundlage für die erwartete Entwicklung der Emissionen vorliegt, aber keine wirtschaftliche Folgenabschätzung mit einer Kosten-Nutzen-Analyse vorgelegt wurde. Zudem ist noch nicht im Detail absehbar, welche Auswirkungen die jüngsten Vereinbarungen zur Änderung des Entwurfs des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und die Regelungen aus dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) auf die Prognosen für den Gebäudebereich haben werden.

## 2 Stellungnahme des BDEW

Der BDEW begrüßt, dass nach dem zähen und langen Ringen um ein Klimaschutzprogramm jetzt Maßnahmen für alle Sektoren auf dem Tisch liegen. Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung sollte allerdings den Anspruch haben, das Treibhausgasminderungsziel vollständig zu erreichen. In diesem Zusammenhang weist der BDEW nochmals auf seine Stellungnahme zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes und seine darin vertretene Ablehnung der Aufweichung der Sektorziele hin. Der BDEW hat eine Reihe von Vorschlägen zu den geplanten und möglichen weiteren Maßnahmen vorgelegt, die im Folgenden dargestellt werden:

## Energiewirtschaft

Laut Vorabveröffentlichung des Projektionsberichts 2023 kann die Energiewirtschaft bei konsequenter Umsetzung der Maßnahmen ihre Ziele sogar leicht übererfüllen. Der BDEW sieht in verschiedenen Bereichen Potenziale, den Klimaschutz weiter voranzubringen.

- Weitere **Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien** durch Flächenbereitstellung und Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren. Der BDEW hat jüngst anlässlich der Vorstellung der PV-Strategie und der Wind-an-Land-Strategie des BMWK umfangreiche Vorschläge dazu gemacht. Die gesetzliche Umsetzung der angekündigten Maßnahmen, die zum Teil bereits begonnen hat, sollte nun rasch erfolgen.
- Die **Infrastrukturen müssen auf Klimaneutralität ausgerichtet werden** und mit dem Zubau der Erneuerbaren Energien Schritt halten. Die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude wird zu großen Teilen über direkte oder indirekte Elektrifizierung erfolgen. Eine Vielzahl von neuen Verbrauchseinrichtungen wie auch Erzeugungsanlagen müssen in die Netze integriert werden. Dafür ist eine weitere Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzaus- und -umbau sowie eine solide Finanzierung der Investitionen zentral. Der BDEW hat sich außerdem zur Frage einer Ausrichtung der Stromnetze auf Klimaneutralität 2045 auch im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom geäußert.
- **Erneuerbare und dekarbonisierte Gase als Partner der Erneuerbaren Energien stärken**, bedeutet vor allem, den Wasserstoffhochlauf voranzubringen. Der BDEW hat dazu Vorschläge für den aktuell diskutierte Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes sowie zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gemacht.
- Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und der dazugehörigen Infrastrukturen ist auch zentral, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wenn Kohlekraftwerke schneller abgeschaltet werden sollen. Dazu muss neben den mittel- und langfristig ausgerichteten Diskussionen zum klimaneutralen Stromsystem schnellstmöglich eine **Kraftwerkstrategie** vorgelegt werden, die ausreichend Anreize für den schnellen Zubau gesicherter Leistung bietet (siehe BDEW-Diskussionspapier Eckpunkte zur „Kraftwerksstrategie 2023“).
- Es muss ein Rechts- und Regulierungsrahmen für die **Transformation von Gasnetzen**, auch in Zusammenhang mit dem Gebäudesektor bzw. dem Wärmemarkt, geschaffen werden. Der BDEW hat Vorschläge für die Regulierung der Transformation der Gasnetze vorgelegt.
- Das **Marktdesign** muss auch in Zukunft Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten und zugleich die Transformation unterstützen. Dazu hat der BDEW umfangreiche Vorschläge vorgelegt.

## Gebäude

Laut Projektionsbericht 2023 wird die Ziellücke bis 2030 trotz zusätzlich geplanter Maßnahmen noch immer kumuliert 35 Mio. t $CO_2$eq betragen. **Die Wärmewende muss aus einem Guss gemacht werden**, wenn sie gelingen soll. Dazu müssen **Gebäudeenergiegesetz (GEG) und Wärmeplanung verzahnt, die Förderkulisse darauf ausgerichtet und auch die Gas- und Strominfrastrukturen (s. o.) mitgedacht werden**. Der BDEW hat dies in seinen Stellungnahmen zum GEG und zum Wärmeplanungsgesetz sowie in der Bewertung der "Leitplanken zum GEG" im Detail dargelegt.

Zentral sind aus Sicht des BDEW folgende Punkte:

- Verbesserte Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Stromverteilernetze;
- Erleichterte Erschließung von klimaneutralen Wärmequellen für die Fernwärme;
- Investitionsrahmen für den Neubau notwendiger wasserstofffähiger Kraftwerke mit Wärmeauskopplung;
- Gesetzliche Grundlage für die verstetigte Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) sowie Mittelerhöhung;
- Abgleich zwischen den verschiedenen Förderregimen (insbesondere BEG und BEW);
- Flächendeckende Wärmeplanung in den kommunalen Gebietskörperschaften und Planungsgebieten unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort;
- Bundeseinheitliche Kriterien für die Erstellung von Transformationsplänen (für Gas- und Wärmenetze) und deren Integration in die Wärmepläne. Dabei sollen unternehmensspezifische Transformationspläne die „Road-Map" für die Klimaneutralität bis 2045 sein. Entsprechend der sehr ambitionierten Zeitpläne müssen auch die wärmerelevanten Genehmigungsverfahren verschlankt und beschleunigt werden.

## Industrie

- Der Projektionsbericht 2023 weist auch für die Industrie eine erhebliche kumulierte Ziellücke von bis zu 51 Mio. t $CO_2$eq auf. Daraus wird deutlich, dass auch im Industriesektor noch zusätzliche Anstrengungen erforderlich sind, um die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes in den nächsten Jahren zu erreichen.

- Der BDEW hat in einem Diskussionspapier die **Rahmenbedingungen für einen zukunftsfähigen Industriestandort Deutschland** aus Sicht der Energiewirtschaft aufgezeigt. Ein gesonderter Industriestrompreis ist mit einer Vielzahl von Risiken und Nachteilen verbunden, wie der BDEW in seinem Kurzpapier zum BMWK-Vorschlag des „**Brückenstrompreises**“ dargelegt hat.
- Bei der bis Ende 2024 vollzuziehenden **Umsetzung der RED III** – insbesondere der neuen Zielstruktur – ist eine Strategie seitens der Bundesregierung erforderlich, die analoge Vorgaben zur Erreichung des 2030-Ziels von 42 Prozent Wasserstoff in der Industrie festlegt. Dabei ist zunächst eine Bestandaufnahme zum gegenwärtigen Anteil Erneuerbarer Energien in der Industrie und die zu deckende Lücke bis 2030 herauszuarbeiten. Darüber hinaus sind die Anrechnungsvoraussetzungen sowie differenziertere Rechenregeln für die energetische sowie stoffliche Nutzung von Wasserstoff und seinen Derivaten zu regeln.

## Verkehr

- Trotz der Vielzahl der Maßnahmen bleibt beim Verkehr die größte Lücke. Der Projektionsbericht 2023 beziffert diese im Szenario mit weiteren Maßnahmen auf 187 Mio. t $CO_2$eq. Die Bundesregierung sollte eine **15-Millionen-E-Auto-Strategie** vorlegen, um die Antriebswende im Verkehr voranzubringen.
- Die **Netzintegration der Elektromobilität** sollte im Rahmen der üblichen Vorgehensweise der Netzplanung erfolgen. Mit den regionalen Prognosen für den Verteilnetzausbau haben die Netzbetreiber eine gute Grundlage vorgelegt, um mit Blick auf die Vielzahl zu integrierenden Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen auch diese Herausforderung zu meistern.
- Die Bundesregierung sollte einen **Rahmen für den marktgetriebenen Ausbau des Ladeangebots verbessern**, u. a. durch die Bereitstellung von Flächen der öffentlichen Hand und die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren. Entsprechende Maßnahmen sind nur teilweise im Masterplan Ladeinfrastruktur II verankert, zu dem der BDEW Stellung genommen hat.

## Landwirtschaft

Aus BDEW-Sicht ist mehr Nachhaltigkeit in der Landwirtschaft zu begrüßen, da dies zu weniger Belastungen des Wassers führt. Der ökologische Landbau sollte eine deutliche Förderung erhalten, um den Ressourcen- und Gewässerschutz eine größere Bedeutung zu geben. Im Mittelpunkt stehen hier insbesondere die klima- und tiergerechte Nutztierhaltung

sowie eine Änderung des Düngemittelgesetzes, um insbesondere die Nitratbelastung der Gewässer zu reduzieren. Hier sieht der BDEW noch **erheblichen Nachbesserungsbedarf bei der Umsetzung der Anforderungen aus der Düngeverordnung** (BundesAVV GeA) auf Ebene der Bundesländer.

## Sektorübergreifende Maßnahmen und Maßnahmen zur sozial gerechten Transformation

- Das Thema **Fach- und Arbeitskräfte** muss bei den ambitionierten Ausbauzielen mitgedacht werden. Der Ausbau der verschiedenen Infrastrukturen und der Erneuerbaren steht teils in Konkurrenz um das notwendige Personal zueinander, sodass nur eine übergreifende Strategie verhindern kann, dass Engpässe beim Personal die Zielerreichung unmöglich machen. Darüber hinaus benötigt es erhebliche Anstrengungen zur Aus- und Weiterbildung, zur Anwerbung ausländischer Fachkräfte und zum Halten von Fähigkeiten im Arbeitsmarkt allgemein und im Energiesektor im Speziellen.
- Der BDEW hat mit dem Fortschrittsmonitor Energiewende dargelegt, wie es um die Zielerreichung in einzelnen Sektoren steht und verdeutlicht, welche volkswirtschaftlichen Chancen in der Transformation liegen. Die darin identifizierten Handlungsbedarfe sollten sektorübergreifend berücksichtigt werden. Der Fortschrittsmonitor wird jährlich aktualisiert.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)506**

06.11.2023

# Stellungnahme

Dr. Michael Pahle
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V. (PIK)

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V.

Postfach 60 12 03
D-14412 Potsdam
T: 0331 288 2500
F: 0331 288 2600
www.pik-potsdam.de

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Wissenschaftliche Direktoren:
Prof. Dr. Ottmar Edenhofer
Prof. Dr. Johan Rockström

Administrative Direktorin:
Dr. Bettina Hörstrup

Vereinsregisternummer:
Amtsgericht Potsdam VR 1038 P

Bankverbindung:
Mittelbrandenburgische
Sparkasse Potsdam (MBS)
IBAN: DE69 1605 0000 3502 2355 29
BIC: WELADED1PMB

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V. · Postfach 60 12 03 · D-14412 Potsdam

6. November 20233

**Dr. Michael Pahle**
T: 0331 288 2465
michael.pahle@pik-potsdam.de

# Schriftliche Stellungnahme zu „Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm“

Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie

8. November 2023

Dr. Michael Pahle

Leiter Arbeitsgruppe „Klima- und Energiepolitik“
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)

Ich bedanke mich bei Jacob Edenhofer, Brigitte Knopf, Ottmar Edenhofer, Christian Flachsland, Thorsten Müller und Axel Ockenfels für wertvolle Hinweise zum Thema. Die Stellungnahme basiert in weiten Teilen auf Forschungsarbeiten, die im Rahmen des BMBF-Kopernikus Projekt „Ariadne“ gefördert wurden.

1. Der Zweck des Klimaschutzgesetz (KSG) ist, „die **Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele** sowie die **Einhaltung der europäischen Zielvorgaben** zu **gewährleisten**“ (§1). Die mit dem Gewährleistungsanspruch verbundenen Herausforderungen sind immens[1]. Wesentlich dafür sind geeignete Steuerungsmechanismen, deren Wirksamkeit und zukünftige Beibehaltung **langfristig glaubwürdig** sein muss. Glaubwürdigkeit ist essenziell für Investitionen in emissionsarme Technologien. Hausbesitzer beispielsweise werden nur dann in Wärmepumpen investieren, wenn sie glauben, dass die $CO_2$-Preise in der Zukunft tatsächlich stark ansteigen werden und sich die Anschaffung damit wirtschaftlich lohnt[2]. Um **hohe Glaubwürdigkeit** zu erreichen, ist ein **Austarieren von (langfristiger) Verbindlichkeit und Flexibilität** notwendig. Verbindlichkeit garantiert, dass geeignete Maßnahmen umgesetzt und zukünftig auch in Anbetracht von politischen Widerständen durchgehalten werden. Flexibilität ist notwendig, um auf (zukünftige) Veränderungen der technologischen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen reagieren zu können. Beide Kriterien müssen sich die Waage halten.

2. **Reformbedarf für das KSG** in seiner bisherigen Fassung (KSG 2021) **besteht**, weil dessen **Steuerungsmechanismen zwar hohe Verbindlichkeit und Flexibilität aufweisen, aber an den jeweils falschen Stellen.** Jahresscharfe sektorale Emissionsminderungsziele und die Zuweisung von sektoraler ministerieller Verantwortlichkeit schaffen **eine Vielzahl von politischen Interventionspunkten** – vor allem bei der Ausgestaltung der Sofortprogramme, die bisher das zentrale Instrument der Nachsteuerung sind. Es ist jedoch mehr als **fraglich, ob dies auch zu höherer (langfristiger) Glaubwürdigkeit** führt. Denn Sofortprogramme schließen Lücken, die in der Regel überhaupt erst entstehen, weil die langfristigen und strukturellen Maßnahmen unzureichend sind. Zu viel ex-post Intervention ist daher nicht nur inadäquat, sondern kann auch knappe administrative Ressourcen binden, die besser in die Umsetzung langfristiger und sektorübergreifender Maßnahmen investiert wären. Genau bei dieser **vorausschauenden Steuerung ist das KSG 2021 allerdings zu wenig verbindlich**. Das entsprechende Planungswerkzeug (Klimaschutzprogramm) ist weder mit dezidierten Governance-Strukturen für die interministerielle Zusammenarbeit noch verbindlichen und wissenschaftlich fundierten methodischen Maßgaben für die Konzeption unterlegt. Letztere sind essenziell, damit sich die getroffenen Maßnahmen (1) zu einem **kohärenten sektorübergreifenden Gesamtpaket** zusammenfügen, und (2) einen **langfristig glaubwürdigen Politikpfad** beschreiben.

3. Bezüglich der **Gewährleistung der Erfüllung nationaler Ziele** schafft **der Entwurf für die Novelle (KSG-E) zwar mehr Flexibilität, erhöht aber nicht die erforderliche Verbindlichkeit der vorausschauenden Steuerung.** Der Übergang zur sektorübergreifenden Steuerung bzw. Auslösung und die Zuweisung der Gesamtverantwortung an die Bundesregierung bringt Flexibilität, die im optimalen Fall den Raum schafft, die vorausschauende Steuerung zu stärken. Zudem bringt die **Einbeziehung technischer Senken weitere technologische Flexibilität** mit sich. Die Verbindlichkeit der vorausschauenden Steuerung verbessert sich jedoch kaum. Im Gegenteil: (1) Die Verschiebung der Gesamtverantwortung auf die Bundesregierung erhöht den **Bedarf für dezidierte interministerielle Governance-Strukturen – ohne dass diese durch die Novelle geschaffen würden**. (2) Auch werden **keine methodischen Maßgaben für das Planungswerkzeug (Klimaschutzprogramm) verankert**, wie zum Beispiel die Nutzung von

[1] Das unterstreichen aktuelle Projektionen, nach denen die Klimaziele für 2030 und 2045 deutlich verfehlt werden.
[2] https://correctiv.org/faktencheck/hintergrund/2023/06/20/lohnt-sich-eine-waermepumpe-nach-18-jahren-robert-habecks-aussage-im-faktencheck/

Frühindikatoren und der Etablierung von Kosteneffektivität als Bewertungskriterium (siehe Anhang). Governance-Strukturen und methodische Maßgaben sollten idealerweise im KSG verankert werden. Konkrete Vorschläge dafür wurden beispielsweise im Ariadne-Projekt[3] und anderswo erarbeitet (siehe Anhang). Das ***Fit-for-55 Paket*** **der EU-Kommission** sowie der ***Climate Scoping Plan*** **Kaliforniens** können zudem als ***good practice*** **Bespiele** dienen (siehe Anhang). Der **Expertenrat für Klimafragen** sollte in die Erarbeitung der methodischen Maßgaben einbezogen werden, und ein **entsprechendes Mandat und Ausstattung mit analytischen Ressourcen** erhalten.

4. Bezüglich der **Gewährleistung der Einhaltung europäischer Zielvorgaben** stellt **der Entwurf einen Rückschritt dar und weist Widersprüche auf.** Zukünftig will die Bundesregierung darauf hinwirken, einen **Ankauf von Emissionszuweisungen** zur Erfüllung der Pflichten nach **der Europäischen Klimaschutzverordnung zu vermeiden** (§ 7 Abs. 3 KSG-E). Aufgrund der zum jetzigen Zeitpunkt erwarteten Zielverfehlung ist jedoch davon auszugehen, dass Emissionszuweisungen (AEA) zukünftig nachgekauft werden müssen. Um dem entgegensteuern zu können, sollte der Vorschlag des Expertenrats für Klimafragen[4] umgesetzt werden, die **unter die EU-Lastenteilung (ESR) fallenden Emissionen im Monitoring gesondert zu betrachten**. Zudem sollten auch hier **Flexibilitäten vorausschauend** genutzt werden. Im Rahmen von **bilateralen Klimapartnerschaften** könnten nach dem Vorbild der *Just Energy Transition Partnerships* Abkommen geschlossen, in deren Rahmen Deutschland Klimaschutzmaßnahmen in anderen EU-Ländern finanziert und dafür im Gegenzug AEA gutgeschrieben bekommt (siehe Anhang). **Diese Option** erhöht die Glaubwürdigkeit und **sollte im KSG verankert werden**. § 7 Abs. 3 müsste so modifiziert werden, dass nur ein **nachträglicher Ankauf** vermieden werden soll.

5. Ebenfalls zur Gewährleistung der europäischen Zielvorgeben – und darüber hinaus der **Stabilität des europäischen Klimarahmens** an sich – sollte die **Reform des Brennstoffemissionshandel (BEH) möglichst umgehend erfolgen**. Die Bundesregierung will **bis Ende 2024 einen Vorschlag für den Übergang** vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel (EU ETS2) vorlegen (§ 4 Abs. 6 KSG-E). **Wann und ob überhaupt dieser Vorschlag umgesetzt wird, bleibt unklar**. Eine Reform sollte jedoch möglichst umgehend erfolgen. Einerseits muss zur **Gewährleistung eines reibungsfreien Übergangs mit möglichst viel Vorlauf** gehandelt werden, um ausreichend Zeit für die **politischen Abstimmungsprozesse sowie die Einrichtung von Mechanismen zur sozialen Abfederung** zu haben. Eine geeignete Ausgestaltung (Mindestpreis nach UK-Vorbild) könnte zudem **zur Erreichung der nationalen ESR-Ziele beitragen** (siehe oben). Andererseits eröffnet das Vorziehen des Handels mit Zertifikaten **wichtige Lernerfahrungen im Hinblick auf Preisbildung und Marktverhalten**[5]. Beides ist essenziell für die **Stabilität und damit Glaubwürdigkeit des übergreifenden EU-Klimarahmens**. Denn das neue EU ETS2 soll ein wesentliches Element der Gewährleistung der EU Klimaziele sein – allerdings ist fraglich, wie stabil es politisch tatsächlich sein wird. Sollte es stark verwässert werden, weil eine entsprechende Reform ausbleibt, so könnten angesichts der Rolle Deutschlands in der EU die EU-Klimaziele insgesamt auf dem Spiel stehen. **Eine möglichst baldige Reform des BEH sollte also im KSG verankert werden.**

[3] Zwar, C., Edenhofer, J., Ruzelyte, V., Edmondson, D., Flachsland, C. (2023). Die Klimaschutznovelle und Reformoptionen für Klimainstitutionen in Deutschland. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
[4] Expertenrat für Klimafragen (2023). Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023. Rz. 24.
[5] Pahle et al. (2022). Eckpunkte und no-regret Maßnahmen für die Weiterentwicklung der CO2-Bepreisung auf deutscher und europäischer Ebene. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

# Anhang

## 1 Grundsätzliche Erwägungen zur Gewährleistung von Klimazielen

Für die Einordnung und Bewertung der Vorschläge für die Novellierung des Klimaschutzgesetzes (KSG) ist es im ersten Schritt notwendig, grundsätzliche Anforderungen und Kriterien für Mechanismen zur Gewährleistung von langfristigen Klimaziele zu etablieren. Dies motiviert sich aus dem Zweck des KSG, „die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten“ (§1).

Die im Folgenden dargestellten Erwägungen beruhen im Wesentlichen auf einer aktuellen Forschungsarbeit zum Thema (Dolphin et al. 2023). Diese Arbeit stellt klar, dass es zur Erreichung von Klimaneutralität unabdingbar ist, langfristig formulierte Politikpfade per „Rückwärtsinduktion“ abzuleiten. Nur so kann die Glaubwürdigkeit der Erreichung des Ziels bestmöglich gewährleistet werden. Gleichzeitig müssen die Politikpfade bzw. die darin verwendeten Instrumente allerdings auch zu einem gewissen Grad flexibel sein, um sich auf Veränderungen der technologischen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen anpassen zu können. Denn es ist ebenfalls nicht glaubwürdig, dass für die nächsten Dekaden bereits jetzt ein Pfad festgelegt werden kann, der beschritten wird, „komme was wolle“.

**Private Investitionen sind zentral für die Erreichung von Klimaneutralität. Zentrale Voraussetzung dafür wiederum ist, dass Investoren die Erreichung der Klimaziele für glaubwürdig halten.** Die Erreichung von Klimaneutralität wird erhebliche Investitionen erfordern. Der Bundesverband der Deutschen Industrie (2021) beispielsweise schätzt, dass im Zeitraum von 2021 bis 2030 zusätzliche Investitionen in Höhe von 860 Milliarden erforderlich sind. Nicht zuletzt angesichts steigender Staatsverschuldung und höherer Zinsen am Kapitalmarkt ist davon auszugehen, dass der Großteil dieser Investitionen von privaten Akteuren getätigt werden muss. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass über 70% aller Investitionen in grüne Energietechnologie und -anlagen über privates Kapital finanziert werden[6]. Dieses Kapital wird jedoch nur dann aufgebracht werden, wenn Investoren erwarten, dass die Klimaziele tatsächlich erreicht werden – weil sich nur dann ihre Investitionen am Ende auch auszahlen. Ein konkretes und aktuelles Beispiel dafür ist, ob Hausbesitzer davon ausgehen, ob $CO_2$-Preise soweit steigen werden, dass sich die Anschaffung einer Wärmepumpe wirtschaftlich lohnt[7]. Ist die Erreichung der Klimaziele also glaubwürdig, werden die Ziele somit zur selbsterfüllenden Prophezeiung.

**Dementsprechend ist das zentrale Kriterium für Mechanismen zur Gewährleistung von Klimazielen, dass sie in ihrer Wirksamkeit glaubwürdig sind.** Zur sicheren Erreichung von Klimazielen sind Mechanismen notwendig, die Abweichungen von Zielpfaden für die Emissionsreduktion ex-ante verhindern oder ex-post korrigieren. Ein Gewährleistungsmechanismus kann als wirksam im Sinn der Herstellung der Glaubwürdigkeit von Klimazielen gelten, wenn erwartet wird, dass er Abweichungen nach unten oder oben innerhalb eines bestimmten Glaubwürdigkeitskorridors hält. Das Prinzip ist in Abbildung 1 darstellt. Wesentlich für die Einhaltung dieses Korridors sind Politikpfade, die „rückwärts“ aus dem Zielpunkt (Klimaneutralität) abgeleitet werden. Hauptgrund ist, dass der Gewährleistungsmechanismus auf Politikpfade aufsetzet und Abweichungen vom Zielpfad (Emissionsreduktionen) durch Anpassungen am Politikpfad (politische

[6] IEA World Energy Outlook (2021). https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021/mobilising-investment-and-finance

[7] https://correctiv.org/faktencheck/hintergrund/2023/06/20/lohnt-sich-eine-waermepumpe-nach-18-jahren-robert-habecks-aussage-im-faktencheck/

Maßnahmen und Instrumente) erreicht werden. Der Fokus liegt hier also auf der ex-ante Verhinderung von Emissionslücken (Vorsteuerung) bzw. langfristigen Erwartungssteuerung. Im Gegensatz dazu ist im Ansatz mit „offenem Ende“ kein solcher langfristiger Politikpfad festgelegt. Entsprechend kann die Korrektur von Emissionslücken nur ex-post (Nachsteuerung) erfolgen, und ist bezüglich der Erwartungssteuerung stark limitiert.

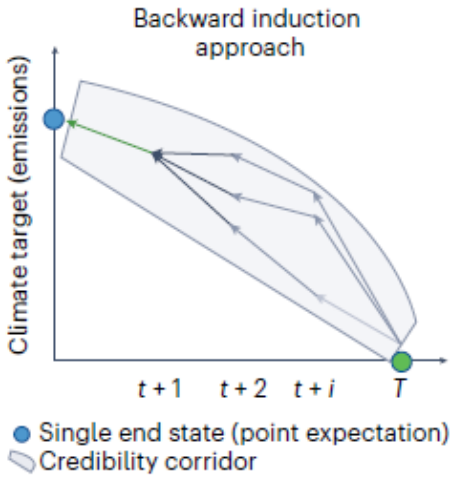



*Abbildung 1: Glaubwürdigkeitskorridor. Quelle: Dolphin et al. (2023).*

**Entscheidend ist auch die Glaubwürdigkeit der Beibehaltung des Gewährleistungsmechanismus selbst, die ein Austarieren von Verbindlichkeit (*commitment*) und Flexibilität erfordert.** Ein Mechanismus zur Gewährleistung kann nur dann wie oben beschrieben als wirksam gelten, wenn seine Beibehaltung selbst glaubwürdig ist. Denn auch diese Mechanismen können im Laufe der Zeit verändert oder abgeschafft werden. Grundsätzlich würde die sichere Erreichung der Klimaziele eine möglichst hohe Verbindlichkeit im Hinblick auf die Einhaltung des Zielpfades erfordern; kleineste Abweichung müssten also umgehend korrigiert werden. Ein Mechanismus auf Basis eines solchen „kleinteilig rigiden“ Ansatzes ist jedoch aus mindestens zwei Gründen nicht glaubwürdig: (1) Er reagiert nicht auf neue Informationen und unvorhergesehene Entwicklungen, wie zum Beispiel technologischen Durchbrüchen und politischen Krisen oder Opportunitäten. (2) Die Steuerung auf Basis von Emissionswerten ist nur beschränkt sinnvoll als Indikator von klimapolitischer Wirksamkeit. Deswegen ist Flexibilität grundsätzlich sinnvoll. Gleichzeitigkeit muss jedoch Verbindlichkeit garantiert werden, was unter anderem durch institutionelle Vetopunkte erreicht werden kann (siehe z.B. Lindvall 2017). Der viel bessere Weg allerdings sind langfristige Politikpfade, die Investitionen steuern. Diese schaffen die klarste Verbindlichkeit. Auch sie müssen natürlich flexibel sein, aber gleichzeitig Fortschrittsindikatoren für die Verbindlichkeit haben.

**Ein „*Good practice*“ Beispiel für einen glaubwürdigen Gewährleistungsmechanismus für die Erreichung von Klimazielen ist das Fit-for-55 Paket der EU Kommission.** Im Juli 2021 hat die EU-Kommission das Fit-for-55 Reformpaket zur Erreichung des 2030 EU-Klimaziels vorgeschlagen (siehe Abbildung 2), das in vielerlei Hinsicht die Maßstäbe für einen glaubwürdigen Pfad zur Erreichung des 2030 Ziels und auch des Ziels der Klimaneutralität bis 2050 setzt. Wesentliche Strukturelemente sind:

- Das Paket ist eine umfassende Überarbeitung und Erweiterung des gesamten regulatorischen Rahmens für Klima und wesentliche überlappende Politikfelder. Damit ist es kohärent in dem Sinn, dass die verschiedenen Elemente gut aufeinander abgestimmt sind.

- Innerhalb dieses Pakets gibt es Instrumente, die herausgehobene Rollen haben, und aus denen sich die anderen Elemente und ihre Ausgestaltung ableiten. Eine zentrale Rolle spielt der Emissionshandel, der als Leitinstrument fungiert. Bei der Vorstellung des FF55-Pakets wurde dies mit den folgenden Worten unterstrichen: „*In many ways, the ETS is front and center to all our efforts.*“[8]
- Ein wesentlicher Aspekt ist nicht nur die unmittelbare Anreizwirkungen der Instrumente, sondern auch ihre Fähigkeit, langfristige Politikpfade zu beschreiben, die über das Jahr 2030 hinausgehen. Dazu geht gehört vor allem der Emissionshandel, der einen langfristigen Pfad durch die Fortschreibung der Cap hin zu „Null“ Zertifikaten beschreibt (siehe Pahle et al. 2023). Aber auch die Emissionsstandards im Verkehr, die ebenfalls einen Pfad hin zu „Null“ über das Jahr 2030 hinaus beschreiben[9].
- Nur der Emissionshandel für sich würde jedoch noch keine hohe Glaubwürdigkeit garantieren. Denn steigt der $CO_2$-Preis sehr stark an, ist eine Aufweichung der Cap möglich (siehe zum Beispiel Pahle et al. 2022). Daher ist es sinnvoll und notwendig, den ETS mit anderen langfristigen Instrumenten, wie zum Beispiel Standards, zu kombinieren, um die Glaubwürdigkeit zu steigern; siehe Box 3 in Dolphin et al (2023) und Pahle (2021).
- Auch der Steuerungsmechanismus stärkt die Glaubwürdigkeit, vor allem die vorausschauende Steuerung: Sie fokussiert, wie oben beschrieben, auf die Reform des Gesamtrahmens, die durch ein Impact Assessment und Konsultationsprozess informiert wird. Die Nachsteuerung ist so konzipiert, dass auf Anpassungen der Ziele grundsätzlich eine Anpassung des Gesamtrahmens folgt. Dazu werden in wesentlichen Richtlinien *Review Clauses* festgeschrieben, die Prozesse für antizipierten Handlungsbedarf zeitlich vorfestlegen.

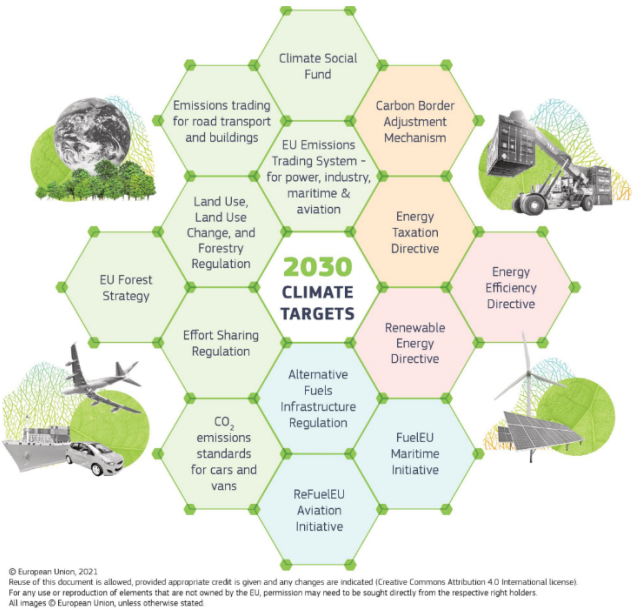



*Abbildung 2: Übersicht der Elemente des Fit-for-55 Pakets der EU Kommission (2021).*

**In der deutschen Klimapolitik sind verschiedene Strukturelement ebenfalls vorhanden, aber der Ansatz eines sektorübergreifenden und damit kohärenten Gesamtpakets fehlt.** Auch in Deutschland gibt es

[8] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_21_3722
[9] https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-emissions-cars-and-vans/

Maßnahmen, die im Kern langfristige Einstieg- oder Ausstiegspfade beschreiben. Beispiele sind der Ausstieg aus der Kohle in der Stromversorgung bzw. der Nutzung von fossilen Energien in Gebäudesektor. Diese sind jedoch einerseits nur sektoral angelegt, beziehen also sektorübergreifend Effekte nicht mit ein. Zudem ist offen, wie steuerungswirksam und glaubwürdig sie sind. Im Fall des Kohleausstiege spielt die marktgetriebene Abschaltung durch das EU ETS eine immer größere Rolle (siehe Pahle 2020; Pahle et al. 2023). Im Fall des Ausstiegs aus den fossilen Energien im Gebäudesektor legen aktuelle Projektionen (Harthan et al. 2023) nahe, dass ein Großteil der zukünftigen Emissionsreduktionen durch kurzfristige Subventionen getrieben wird und nicht durch längerfristig angelegte Standards. Hier stellt sich die Frage, wie nachhaltig dies fiskalisch ist. Demgegenüber steht der sektorübergreifende Brennstoffemissionshandel, der bei fixer Cap auch grundsätzlich als Gewährleistungsmechanismus fungieren könnte. Der bisher nur eingeschränkte Pfad und die stark eingeschränkte Preisbildung jedoch wirken dem entgegen. Diese Aspekte unterstreichen den Handlungsbedarf im KSG in dieser Hinsicht.

# 2 Einordnung und Bewertung des Vorschlags zur Novellierung

Für die Bewertung des Vorschlags zur Novellierung ist es zunächst hilfreich, den Gewährleistungsmechanismus des derzeitigem KSG zu beleuchten. Auf dieser Basis werden dann in einem zweiten Schritt die potenziellen Fortschritte des Vorschlags zur Novellierung bewertet. Das Hauptaugenmerk wird dabei auf den Steuerungsmechanismen liegen, deren Verbesserung im Fokus der Novelle steht (vgl. KSG Novelle 2023, Vorbemerkung A).

## 2.1 Einordnung des derzeitigen Gewährleistungsmechanismus (KSG 201)

Der derzeitige Gewährleistungsmechanismus beinhaltet sowohl Elemente zur vorausschauenden Steuerung (Klimaschutzprogramme, §9) als auch zur Nachsteuerung (Sofortprogramme, §8). Beide erfüllen die oben formulierten Anforderung jedoch nur eingeschränkt. Wesentliche Punkte diesbezüglich sind:

**Flexibilität**: Die Nachsteuerung erfolgt auf Basis jahresscharfer Emissionsgrenzen pro Sektor. Zwar ist es möglich, Emissionsmengen in gewissem Umfang zwischen den Sektoren zu verrechnen (§8 Abs. 2). Doch angesichts des dafür notwendigen Verfahrens ist die Nachsteuerung grundsätzlich relativ rigide, und besitzt damit nur sehr geringe Flexibilität. Dies betrifft vor allem die folgenden Aspekte: (1) Die Nachsteuerung erfolgt nicht sektorübergreifend, obwohl dies für politische Maßnahmen – insbesondere zur Elektrifizierung – von zunehmender Bedeutung ist. (2) Die Nachsteuerungsregel hat „passiven" Charakter, d.h. unabhängig von den Umständen kommt stets die gleiche Regel zum Einsatz. Im Gegensatz dazu erlauben „aktive" Regeln, abhängig von den Umständen des Steuerungsbedarfs zu agieren. Im Allgemeinen sind flexiblere, aktive Regeln wirksamer als passive Regeln (Dellas & Tevlas 2022:249). (3) Im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung sind darüber hinaus verschiedene Flexibilitätsmechanismen angelegt (unter anderem Zukauf von AEA-Zertifikaten), die jedoch bei der Festlegung der Sektorziele bzw. dem Auslösen der Nachsteuerung nicht berücksichtigt werden.

Die vorausschauende Steuerung erfolgt ebenfalls kontingent zur Zielerreichung bzw. wird ausgelöst, wenn in einem Jahr die Ziele verfehlt werden. Damit ist sie einerseits im Hinblick auf die Auslösung auch nur in geringem Maß flexibel. Im Hinblick auf die dann eintretenden Planungsmaßnahmen kann sie jedoch als zu flexibel angesehen werden. Dies betrifft vor allem den Umstand, dass einzelne politische Maßnahmen zur Emissionsreduktion (pro Ministerium) vorgeschlagen werden, ohne das sichergestellt wird, dass diese sich zu einem kohärenten Gesamtrahmen, der einen langfristigen Politikpfad beschreibt, zusammenfügen. Darauf hat bereits der Expertenrat für Klimafragen (2023) hingewiesen, und die Schaffung eines entsprechenden Instrumentariums vorgeschlagen.

**Zukünftige Verbindlichkeit**: Bei der Nachsteuerung soll zukünftige Verbindlichkeit offensichtlich dadurch erreicht werden, dass die Verantwortung den für die Sektoren zuständigen Bundesministerien zugeschrieben wird. Der Expertenrat für Klimafragen (ERK) hat dies als Herstellung einer klaren Governance positiv gewürdigt und argumentiert, dass dies die Effizienz und Geschwindigkeit des Gesetzgebungsverfahrens sowie die Koordination innerhalb der Bundesregierung unterstütze (ERK 2023, RZ193). Ob und wie dies die zukünftige Verbindlichkeit bzgl. effektiver Nachsteuerung gegenüber anderen Varianten, zum Beispiel durch öffentlichen Druck, erhöht, bleibt jedoch offen.

Bei der vorausschauenden Steuerung kann die zukünftige Verbindlichkeit insbesondere durch die Wahl und Implementierung eines langfristigen Politikpfads erzielt werden, der auf Gewährleistungsinstrumenten wie ein Emissionshandelssystem mit fester Cap und Standards mit langfristigen Absenkungspfaden beruht. Das KSG legt weder den Einsatz solcher Instrumente selbst fest, noch macht sie deren Verwendung zur Maßgabe für die Konzeption der Klimaschutzprogramme. Es obliegt also dem Ermessen zukünftiger Bundesregierungen bzw. einzelner Ministerien, solche Maßnahmen umzusetzen. Dementsprechend ist die zukünftige Verbindlichkeit als niedrig anzusehen.

## 2.2 Auswirkungen der Novelle in Bezug auf Flexibilität

Im Folgenden werden die potenziellen Vor- und Nachteile der vorgeschlagenen Novelle im Hinblick auf Flexibilität bewertet. Wichtig ist auch hier wieder einen möglichen Zielkonflikt zwischen Flexibilität und langfristiger Verbindlichkeit zu berücksichtigen.

**Potenzieller Vorteil: Durch die höhere sektorale und zeitliche Flexibilität könnten vermehrt längerfristige und sektorübergreifende Maßnahmen umgesetzt und damit höhere Kosteneffizienz erreicht werden.** Für die Festlegung der Emissionsreduktionen in den einzelnen Sektoren ist angesichts erheblicher Unsicherheiten in den Vermeidungskosten davon auszugehen, dass die getroffene Aufteilung der Gesamtreduktion auf die Sektoren nicht kosteneffizient ist. Der intendierte Übergang von der Steuerung auf sektorale Ebene hin zu einer sektorübergreifenden Steuerung sowie längerfristige Auslösungsabstände (vgl. vorgeschlagene Änderungen §8 und §9) könnten insbesondere dann Kostenvorteile bieten, wenn die vorgeschlagene Gesamtverantwortung der Bundesregierung und das Mehr an Zeit zur Planung und Koordinierung tatsächlich auch zu einem breiteren Einsatz sektorübergreifender Maßnahmen führt. Gründe dafür wären, dass Sektorziele leicht zu „Silo-Denken“ führen, und die Novelle Ministerien ausdrücklich die Möglichkeit gibt, sektorübergreifende Maßnahmen als Teil ihrer Sofortprogramme vorzuschlagen. Zudem kann der ERK Gutachten zur Weiterentwicklung durchführen, die die Bundesregierung berücksichtigt (Vorschlag §12 Absatz 5). All dies könnte prinzipiell die sektorübergreifende Koordination der Maßnahmen befördern und somit auch die Effektivität der Programme erhöhen. Auf jeden Fall ist klar, dass Entwicklungen – wie insbesondere die Elektrifizierung von Verkehr und Gebäudesektor – den Einsatz solcher Maßnahmen notwendig machen und einen erblichen Koordinations- und damit auch Kostenvorteil mit sich bringen könnten.

**Potenzieller Vorteil: Die Einbeziehung technischer Senken erhöht perspektivisch ebenfalls die Flexibilität.** Die Einführung eines separaten Ziels für technische Senken *(carbon removals, CR)* ab dem Jahr 2035 (vgl. vorgeschlagene Einfügung § 3b) ist ebenfalls zuträglich, um perspektivisch die Kosteneffizienz zu erhöhen bzw. überhaupt Klimaneutralität erreichen zu können. In einem Bericht zum EU-Klimaziel stellt der EUSABCC (2030) fest, dass in den betrachteten Szenarien im Jahr 2050 noch eine Spanne von 390 bis 1.165 Mt $CO_2$ an Rest-Emissionen verbleibt, die über negative Emissionen kompensiert werden müssen. Darüber hinaus könnte der Preis für technische Senken durch technologisches Lernen im Lauf der Zeit stark sinken,

und damit der Einsatz über Deckung der Rest-Emissionen hinaus kosteneffizient sein. Wenn Externalitäten in der Technologieentwicklung existieren, ist ein eigenes Ziel ökonomisch durchaus zu rechtfertigen.

**Potenzieller Nachteil: Die Flexibilität im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung wurde reduziert.** Das KSG soll nicht nur die Erfüllung der nationalen Ziele gewährleisten, sondern auch die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben. Das europäische Ziel für Deutschland im Rahmen der Lastenverteilungsverordnung (*Effort Sharing Regulation*, ESR) ist durch die letzte Reform der ESR deutlich ambitionierter geworden. Längerfristig sind diese Ziele für die regulierten Sektoren sogar ambitionierter als die entsprechenden nationale Ziele; siehe Expertenrat für Klimafragen (2023). Mit der Einfügung von Absatz 3 in §7 wird vorgeschlagen, dass die Bundesregierung darauf hinwirkt, einen Ankauf von Emissionszuweisungen zur Erfüllung der Pflichten nach der Europäischen Klimaschutzverordnung zu vermeiden. Grundsätzlich ist dies ökonomisch nicht sinnvoll, wenn man AEA-Zertifikate günstiger kaufen kann als man national vermeiden kann. Man muss jedoch berücksichtigen, dass es strategische Effekte wie bei CR geben könnte: in (vorgeschobener) Erwartung von hohem Zukauf wird ggf. jetzt weniger vermieden werden. Das wiederum könnte die zukünftige Verbindlichkeit einschränken.

## 2.3 Auswirkungen der Novelle in Bezug auf zukünftige Verbindlichkeit

Im Folgenden werden in gleicher Weise die potenziellen Vor- und Nachteile der vorgeschlagenen Reform im Hinblick auf zukünftige Verbindlichkeit bewertet. Auch hier ist wieder ein möglicher Zielkonflikt zwischen Flexibilität und langfristiger Verbindlichkeit zu berücksichtigen.

**Potenzieller Nachteil: Es gibt keine institutionellen Strukturen, die für die Bundesregierung insgesamt Anreize schaffen, sektorübergreifende Maßnahmen tatsächlich auch vermehrt zu nutzen.** Wie insbesondere auch von den internationalen Klimaverhandlungen gut bekannt ist, bringt die Kollektivierung von Verantwortung Kooperationsprobleme mit sich bzw. kann diese verstärken. Daher ist davon auszugehen, dass sektorübergreifenden Maßnahmen nur in dem Maß umgesetzt werden, in dem Kooperation zwischen den beteiligten Ministerien entweder (a) schon besteht oder (b) durch geeignete Anreize herbeigeführt werden kann. Entsprechende Anreize oder Governance-Strukturen für inter-ministeriellen Kooperation schafft die Novelle des KSG jedoch nicht. Das wiederum kann sich negativ auf die zukünftige Verbindlichkeit auswirken.

**Nachteil: Das wesentliche schon bestehende sektorübergreifende Instrument der deutschen Klimapolitik, der Brennstoffemissionshandel (BEH), wurde nicht gestärkt.** Der Brennstoffemissionshandel spielt in der deutschen Klimapolitik eine herausragende Rolle. Er gehört zu den wenigen schon implementierten sektorübergreifenden und gleichzeitig flexiblen Maßnahmen. Er hat das Potenzial, über die Setzung einer festen Cap selbst als Gewährleistungsmechanismus zu wirken. Indirekt könnte ein frühzeitiger Handel wichtige Lernerfahrungen generieren, die auch zur Gewährleistung der EU-Klimaziele beitragen könnten (Pahle et al. 2021). Die Reform des KSG wurde jedoch nicht genutzt, ihn in diese Richtung zu stärken bzw. vorzeitig weiterzuentwickeln. Im Gegenteil: eine Reformvorschlag bis Ende 2024 soll zwar gesetzlich verankert werden (Vorschlag Einfügung §4 Abs. 6), aber eine Umsetzung noch in dieser Legislaturperiode ist damit nicht gewährleistet. Dies ist ein klares Versäumnis, zumal kein ersichtlicher Zielkonflikt zwischen zukünftiger Verbindlichkeit und Flexibilität besteht. Darüber hinaus besteht damit auch eine gewisse Inkohärenz: in dem Maße, in dem die durch den BEH regulierten Sektoren die ESR-Ziele verfehlen, müssen die EU-Flexibilitätsmechanismen (Zukauf) genutzt werden, um die Lücke auszugleichen (BEHG §4 und §5).

# 3 Vorschläge zur Stärkung der Glaubwürdigkeit

Zur Verbesserung der Steuerungsqualität der KSG – und damit höherer Glaubwürdigkeit der tatsächlichen Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 – werden im Folgenden weitere Empfehlungen in vier Bereichen vorgeschlagen. Zum Teil sind diese deckungsgleich mit Vorschlägen aus dem Ariadne-Projekt (Zwar et al. 2023) bzw. des Expertenrates für Klimafragen (2022, 2023). Eine wesentliche Gemeinsamkeit ist das primäre Ziel, durch das KSG einen kohärenten Maßnahmenrahmen zu gewährleisten, der einen glaubwürdigen Pfad hin zur Klimaneutralität beschreibt. Damit würde das **KSG vom einen reinen Steuerungsmechanismus zu einem vollumfänglichen Gewährleistungsmechanismus werden**.

## 3.1 Vorausschauende Steuerung (Maßnahmenplanung)

Der Expertenrat für Klimafragen hat zuletzt in der „Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023“ darauf hingewiesen, dass es sowohl ein Gesamtkonzept als auch ein entsprechendes Instrumentarium zur Umsetzung eines übergreifendes Maßnahmenrahmens braucht (ERK 2023:7). Notwendige Voraussetzung für ein solches Gesamtkonzept ist die Erarbeitung einer geeigneten Methodologie. In der Vergangenheit hat es diesbezüglich wissenschaftlich wenige Fortschritte gegeben. Ein Hauptgrund ist die Komplexität: Wie kombiniert man sektorale und übergreifende Instrumente, wie berücksichtigt man deren Interaktion und konzipiert Veränderungen über die Zeit? Systematische Ansätze sind grundsätzlich sinnvoll, aber de-facto daran gescheitert, wissenschaftlich fundierte und zugleich praktisch umsetzbare Leitlinien für entsprechende Politikmixe zu formulieren.

In jüngster Zeit jedoch sind neue methodische Ansätze vorgeschlagen worden, die vielversprechend für die Erarbeitung eines Gesamtkonzepts erscheinen. Ein Ansatz ist, ein Steuerungsinstrument zum zentralen Leitinstrument zu erklären, und alle anderen Instrumente komplementär dazu konzipieren. Konkret in Europa biete sich der Emissionshandel als ein solches Leitinstrumente an[10]; andere Instrumente könnte als sogenannte *carbon price amplifier* fungieren (Edenhofer et al. 2021). Ein weiterer auf die zeitliche Dimension abzielender Ansatz ist, die Entwicklung von Politikmixen in Phasen systemischer Transformation und deren entsprechenden Anforderungen aufzuteilen (siehe Abbildung 3). Anpassungen am Politikmix würden dann kontingent zur Erreichung einer neuen Phase erfolgen. Gleichzeitig würde die zeitliche Verortung der Phasen erlauben, den Fortschritt hin zur Erreichung von Klimaneutralität zu messen bzw. zu evaluieren.

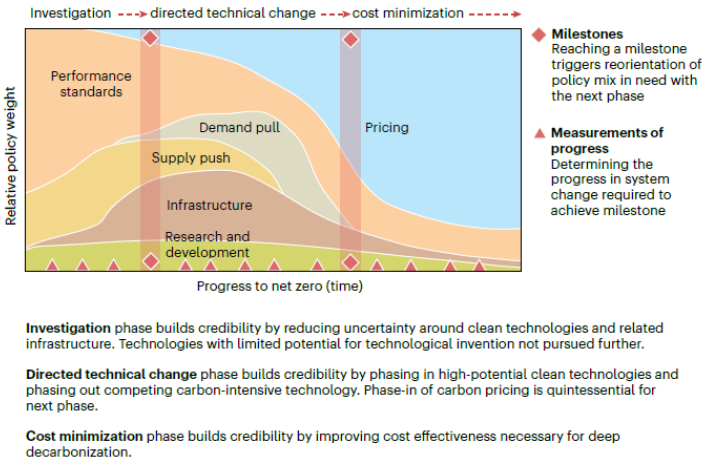



*Abbildung 3: Illustrativer dynamisch konsistenter Politikpfad zur Klimaneutralität. Quelle: Dolphin et al. (2023).*

[10] Siehe dazu auch die Übersicht der Strukturelemente des Fit-for-55 Pakets in Abschnitt 1.

→ **Vorschlag: Im KSG sollten methodische Maßgaben (Leitlinien) für die Konzeption eines klimapolitischen Gesamtkonzepts (Politikmix) bzw. deren Erarbeitung verankert werden. Der Expertenrat für Klimafragen sollte ein entsprechendes Mandat bekommen.**

## 3.2 Nachsteuerung und Evaluation

Der Handlungsbedarf bei der Nachsteuerung (Auslöser und Maßnahmen) schließt direkt an den Handlungsbedarf bei der vorausschauenden Steuerung an. Einerseits ist es notwendig, sich **stärker an strukturellen Fortschrittsindikatoren** zu orientieren (siehe oben), die den Fortschritt in der Umsetzung von Politikpfaden im Hinblick auf die Erreichung von regulatorischen Meilensteinen messen können. Zudem ist die Verwendung von Frühindikatoren (Fietze et al. 2021) sinnvoll, die systemischen Wandel und insbesondere auch den Umfang der Investitionen erfassen. Diese Indikatoren sind zentral für die langfristige, strukturelle Reduktion von Emissionen. Sie könnten in Form von Dashboards wie in Kalifornien[11] oder mit Hilfe von Trackern[12] öffentlich zugänglich gemacht und laufend aktualisiert werden.

Ein weiterer, damit verbundener Aspekt, sind die Kriterien zur Bewertung von Maßnahmen. Bisher dominiert die Bewertung der Wirksamkeit hinsichtlich Emissionsminderung. Mit zunehmenden Kosten für Klimaschutz ist es jedoch erforderlich, die **Kosteneffektivität in den Vordergrund zu rücken**. Zentrales Handlungsfeld hier ist der Gebäudesektor, auf den ein Großteil der Ausgaben des Klima- und Transformationsfonds entfallen. Die Ausgestaltung von (Förder-)Maßnahmen kann in Bezug auf die Ausgestaltung und Evaluierung der Kosteneffektivität nur als „gutgläubig“ bezeichnet werden (Singhal et al. 2022). Auch der Bundesrechnungshof hat angemahnt, mehr auf die Kosten zu achten (Bundesrechnungshof 2023).

→ **Vorschlag: Die Entwicklung und Verwendung von alternativen Indikatoren und Kosteneffektivität als Kriterium sollten ebenfalls im KSG für die entsprechenden Prozesse verankert werden. Der Expertenrat für Klimafragen sollte ein entsprechendes Mandat bekommen.**

## 3.3 Vorziehen der Reform des Brennstoffemissionshandels (BEH)

Wie oben beschrieben sollte die Reform des Brennstoffemissionshandel (BEH) vorgezogen werden. Einerseits um kurzfristig eine höhere Steuerungswirkung zu erzielen. Noch viel wichtiger aber ist es, den grundsätzlich schon angelegten **Übergang vom BEH zum neuen EU ETS2 so zu gestalten, dass er gut vorbereitet ist und möglichst reibungsfrei funktioniert**. Das betrifft insbesondere die noch offene Frage eines geeigneten sozialen Ausgleichs. Wenn dieser nicht wirkungsvoll umgesetzt ist und es infolgedessen in Deutschland zu politischen und gesellschaftlichen Verwerfungen kommen sollte, hätte das nicht nur für die nationale Klimapolitik potenziell gravierende Folgen. Auch die politische Unterstützung für das EU ETS2 könnte damit schwinden, und die Stabilität des regulatorischen Rahmens für die Umsetzung des Green Deal gravierend beeinträchtigen.

→ **Vorschlag: Die Reform des BEH hin zu einem Übergang zum ETS2 sollte sobald wie möglich erfolgen und §4 Abs. 6 entsprechend angepasst werden.**

## 3.4 Stärkung der Kooperation im Rahmen der europäischen Zielverpflichtungen durch bilaterale Klimapartnerschaften

Ein Ankauf von Emissionszuweisungen (AEA) wie oben beschrieben ist durch die Flexibilitätsmechanismen der EU-Lastenteilung (*Effort Sharing Regulation*, ESR) grundsätzlich möglich. Allerdings gibt es zwei

[11] https://calepa.ca.gov/climate-dashboard/
[12] Siehe z.B.: https://tracker.ariadneprojekt.de/

Faktoren, die einen solchen Ankauf zukünftig verhindern oder zumindest stark einschränken könnten: (1) Aktuellen Projektionen (EEA 2023) nach wird die EU als Ganze die ESR Ziele für 2030 um sieben Prozentpunkte verfehlen. Nach jetzigem Stand ist es also gut möglich, dass andere Staaten keine oder nur wenig AEA verkaufen können bzw. wollen. (2) Der Markt für AEA ist bisher kaum entwickelt und es ist offen, ob dies aus strukturellen Gründen überhaupt möglich ist (siehe Kosch et al. 2022).

Eine Lösung dafür könnten vorausschauende Ankäufe sein. Im Rahmen von **bilateralen Klimapartnerschaften** könnten – grundsätzlich nach dem Vorbild der *Just Energy Transition Partnerships (JETP)*[13] – Abkommen geschlossen werden, durch die Deutschland Klimaschutzmaßnahmen in den ESR-Sektoren in anderen EU-Ländern finanziert. Die dadurch erzielten Emissionsminderungen könnten auf geeignete (faire) Weise „geteilt" werden. Die Teilung könnte umgesetzt werden, in dem das Partnerland die entsprechende Menge an AEA vorab vertraglich an Deutschland überträgt. Durch die Vorfinanzierung kann einerseits sichergestellt werden, dass AEA zukünftig verfügbar sein werden. Zudem wäre die **Reziprozität** (Deutschland bekommt für die Finanzierung im Gegenzug AEA überschrieben) essentiell, um die **Kooperation zu stärken** bzw. zu gewährleisten. Eine solche kooperative Klimapartnerschaft wäre auch insofern hilfreich, als dass bei eventuell sehr hohen Preisen im EU ETS2 und eingeschränktem AEA Handel die vereinbarte europäische Lastenteilung aus den Fugen geraten könnte (Görlach et al. 2022).

Im Hinblick auf die Umsetzung und Wirksamkeit sind allerdings noch viele Fragen offen. Einerseits ist unklar, ob die Emissionsreduktionen ex-ante und ex-post ausreichend sicher (empirisch) bestimmt werden können, um die notwendige Grundlage für eine vertragliche Vereinbarung zu schaffen. Andererseits ist unklar, was ein passender und insbesondere verbindlicher institutioneller Rahmen für solchen Verträge wäre. Beides könnte ökonomische und politische Risiken mit sich bringen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Risiken bei geeigneter Ausgestaltung weitestgehend vermieden werden könnten. Daher sollte eine entsprechende Option im KSG verankert werden, und entsprechende Maßnahmen getroffen werden, um die Umsetzung zumindest auszutesten und im Erfolgsfall hochskalieren zu können.

→ **Vorschlag: Die Option bilateraler Klimapartnerschaften zur Erfüllung der EU-Zielverpflichtungen sollte im KSG verankert und § 7 Abs. 3 entsprechend angepasst werden.**

[13] Siehe z.B. die JETP mit Südafrika: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_5768

# 4 Referenzen


Amador, M., Werning, I., & Angeletos, G. (2006). Commitment vs. Flexibility. Econometrica 74(2): 365–96.

BDI (2021). Handlungsempfehlungen zur Studie Klimapfade 2.0.

Bundesrechnungshof (2023). Ausgaben für den Klimaschutz müssen sich stärker an der Fördereffizienz ausrichten. Bericht nach § 88 Absatz 2 BHO an den Rechnungsprüfungsausschuss des Haushaltsausschusses des Deutschen Bundestages.

Dellas, H., & Tavlas, G. S. (2022). Retrospectives: On the Evolution of the Rules versus Discretion Debate in Monetary Policy. Journal of Economic Perspectives, 36(3), 245–260.

Dolphin, G., Pahle, M., Burtraw, D., & Kosch, M. (2023). A net-zero target compels a backward induction approach to climate policy. Nature Climate Change, 13(10), 1033–1041.

Edenhofer, O., Kosch, M., Pahle, M., & Zachmann, G. (2021). A whole-economy carbon price for Europe and how to get there. Policy Contribution 06/2021.

EEA (2023). Trends and projections in Europe 2023. EEA Report 07/2023.

European Scientific Advisory Board on Climate Change, ESABCC (2023) Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050.

Expertenrat für Klimafragen (2022). Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022.

Expertenrat für Klimafragen (2023). Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023.

Fietze, D., Kröger, M., Müller, T. & Neuhoff, K. (2021). Ein wirksames Klimaschutzgesetz braucht Frühindikatoren. DIW Wochenbericht 41: 679–87.

Görlach, B., Jakob, M., Umpfenbach, K., Kosch, M., Pahle, M., Konc, T., Aus dem Moore, N., Brehm, J., Feindt, S., Pause, F., Nysten, J., & Abrell, J. (2022). A Fair and Solidarity-based EU Emissions Trading System for Buildings and Road Transport. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

Harthan, R., Förster, H. et al. (2023). Projektionsbericht 2023 für Deutschland. UBA CLIMATE CHANGE 39/2023.

Knodt, M., Pahle, M., et al. (2020). Wegmarken für das EU-Klimaziel 2030. Versteckte Risiken und Chancen der Szenarien der EU-Kommission für den Pfad zur Klimaneutralität. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

Kosch, M., Umpfenbach, K., Abrell, J., & Pahle, M. (2022). Der Emissionsrechtehandel zwischen EU-Staaten – Kaum beachtet, aber enorm bedeutend. Standpunkt im Tagesspiegel Background Energie & Klima.

Lindvall, J. (2017). Reform Capacity. Oxford: Oxford University Press.

Pahle, M. (2020). Schriftliche Stellungnahme zum Thema „Ökologische Aspekte des Kohleausstiegs“ für das Fachgespräch des Umweltausschusses des Bundestags.

Pahle, M. (2021). Warum die EU sowohl Emissionsstandards als auch CO2-Bepreisung braucht. Standpunkt im Tagesspiegel Background Energie & Klima.

Pahle, M., Kosch, M., Knopf, B., Flachsland, C., Edenhofer, O. (2022a). Eckpunkte und no-regret Maßnahmen für die Weiterentwicklung der CO2-Bepreisung auf deutscher und europäischer Ebene. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

Pahle, M., Tietjen, O., Osorio, S., Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T. S., & Edenhofer, O. (2022b). Safeguarding the energy transition against political backlash to carbon markets. Nature Energy, 7(3), 290–296.

Pahle, M., Günther, C., Osorio, S., & Quemin, S. (2023). The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality. SSRN Electronic Journal.

Singhal, P., Pahle, M., Kalkuhl, M., Levesque, A., Sommer, S., & Berneiser, J. (2022). Beyond good faith: Why evidence-based policy is necessary to decarbonize buildings cost-effectively in Germany. Energy Policy, 169, 113191.

Zwar, C., Edenhofer, J., Ruzelyte, V., Edmondson, D., Flachsland, C. (2023). Die Klimaschutznovelle und Reformoptionen für Klimainstitutionen in Deutschland. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)507**

06.11.2023

# Stellungnahme

Prof. Dr. Thorsten Müller
Stiftung Umweltenergierecht

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

Stiftung
Umweltenergierecht

# Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und Energie

Zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (BT-Drs. 20/8290, 20/8670) und

Zur Unterrichtung durch die Bundesregierung

Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung (BT-Drs. 20/8150)

**06.11.2023**

erstellt von
Prof. Dr. Thorsten Müller

Zitiervorschlag:
*Müller*, Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und Energie zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes und zum Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung am 08. November 2023
06.11.2023

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

Telefon
+49 931 794077-0

Telefax
+49 931 7940 77-29

E-Mail
mueller@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
Prof. Dr. Thorsten Müller (Vorsitzender)
Fabian Pause, LL.M. Eur. (stv. Vorsitzender)

Stiftungsrat
Prof. Dr. Monika Böhm (Vorsitzende)
Prof. Dr. Franz Reimer (stv. Vorsitzender)
Prof. Dr. Markus Ludwigs
Prof. Dr. Sabine Schlacke

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

# Inhaltsverzeichnis

A. Auf einen Blick 1

B. Sinnvoller Perspektivwechsel bei der Auslösung einer erforderlichen Nachsteuerung 3

**I. Einordnung des Vorschlags 3**

**II. Defizite des Regelungsvorschlags 3**

**III. Weiterführende Hinweise 4**

C. Compliance-Probleme der vorgeschlagenen Änderungen und Lösungsansätze 5

**I. Grundsätzliche Anfälligkeit der Projektion 5**

**II. Einordnung des Vorschlags 5**

**III. Lösungsansätze 6**

**IV. Einvernehmensregelung in § 5a S. 2 KSG-E 6**

**V. Notfall-Mechanismus bei fehlendem Einvernehmen oder ausbleibenden Projektionsdaten 7**

D. Zusammenwirken von Klimaschutzgesetz und EU-Lastenteilungsverordnung wirkungsvoller ausgestalten 8

**I. Unionsrechtliche Verpflichtung zur Einhaltung jährlicher Obergrenzen 8**

**II. Ausgestaltung des Verhältnisses im Entwurf zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 9**

**III. Lösungsansätze 9**

E. Änderung der Klimaschutzziele im Bundes-Klimaschutzgesetz 12

**I. Abschwächung der Klimaschutzziele 12**

**II. Problem: Verordnungsermächtigung in § 4 Abs. 3 KSG-E 13**

F. Zusätzliche Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 14

**I. Einordnung des Vorschlags 14**

**II. Lösungsmöglichkeiten zur Stärkung der Leistungsfähigkeit 15**

G. Änderungsgesetz nutzen, um bestehende Regelungslücken zu schließen 16

**I. Stärkung der Bund-Länder-Koordination zur Verbesserung der Klimaschutzsteuerung im Föderalismus 16**

**II. Weiterentwicklung des Berücksichtigungsgebotes 18**

**III. Änderung des $CO_2$-Schattenpreises 19**

# A. Auf einen Blick

- **B. Sinnvoller Perspektivwechsel bei der Auslösung einer erforderlichen Nachsteuerung**
  - Die im Gesetzentwurf vorgeschlagene Umstellung der Nachsteuerung von einer Ex-post-Betrachtung anhand der Emissionsdaten der Vergangenheit auf eine vorausschauende, projektionsbasierte Bewertung der erwarteten Entwicklungen ist sinnvoll und kann die Leistungsfähigkeit des Bundes-Klimaschutzgesetzes erhöhen.
  - Die konkrete Ausgestaltung offenbart jedoch Defizite. Insbesondere die Beschränkung des Nachsteuerungsmechanismus auf den Zeitraum bis 2030 ist weder konsistent zu den Vorgaben für die Projektionsdaten noch sachgerecht. Dadurch wird das Bundes-Klimaschutzgesetz faktisch befristet.
- **C. Compliance-Probleme der vorgeschlagenen Änderungen und Lösungsansätze**
  - Die Projektionsdaten sind zukünftig als möglicher Auslöser für die Nachsteuerungspflicht von überragender Bedeutung.
  - Zugleich sind sie im hohem Maße von Annahmen abhängig und damit anfällig, die Glaubwürdigkeit des Verfahrens zu diskreditieren und die Effektivität des Mechanismus zu unterlaufen.
  - Glaubwürdigkeit und Effektivität können aber jedenfalls graduell durch verschiedene Vorkehrungen, Zuständigkeiten und Verfahrensvorgaben erhöht werden. Maßgeblich ist dabei die Herstellung von Transparenz und Nachvollziehbarkeit sowie die Reduzierung von Interessenskonflikten.
- **D. Zusammenwirken von Klimaschutzgesetz und EU-Klimaschutzverordnung wirkungsvoller ausgestalten**
  - Deutschland ist verpflichtet, die verbindlichen nationalen Treibhausgasminderungsziele einschließlich der jährlichen Obergrenzen der EU-Lastenteilungsverordnung einzuhalten.
  - Die Streichung sektoraler Ziele zugunsten einer sektorübergreifenden und mehrjährigen Gesamtrechnung erweckt damit den falschen Eindruck, Deutschland hätte unionsrechtliche Spielräume, die Emissionen allein in den Bereichen zu mindern, die aus dem Blickwinkel der nationalen Politik am günstigsten wären.
  - Zur Vermeidung finanzieller Konsequenzen ist ein Auseinanderfallen von unionsrechtlichen Pflichten und der deutschen Klimaschutzziele und der auf die sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung beschränkten Nachsteuerung zu vermeiden.
  - Eine Option wäre die – unionsrechtlich zulässige – Beibehaltung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes auch nach dem Start des Emissionshandels II.
  - Ergänzend oder alternativ dazu könnte neben die Projektionsdaten eine (eingetretene oder drohende) Verfehlung der jährlichen Obergrenzen der EU-Lastenverordnung als zweites Ereignis zum Auslösen der Nachsteuerungspflicht treten.
- **E. Änderung der Klimaschutzziele im Bundes-Klimaschutzgesetz**
  - Durch die vorgeschlagene Formulierung in § 4 Abs. 1 KSG-E würden nicht nur die (übergreifenden) Jahresemissions*gesamt*mengen die Jahresemissionsmengen ersetzen, sondern danach wären die jährlichen Mengenvorgaben nicht länger als Klimaschutzziele zu qualifizieren.
  - Infolge dessen könnte durch die geänderte Verordnungsermächtigung in § 4 Abs. 3 KSG-E der Budgetansatz im Bundes-Klimaschutzgesetz im Wege von Rechtsverordnungen unterlaufen werden.
- **F. Zusätzliche Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
  - Durch den Wegfall individueller Zuständigkeiten für die Erarbeitung von Sofortprogrammen und die stattdessen vorgesehene Handlungspflicht der Bundesregierung wird der prozedurale Mechanismus deutlich geschwächt.
  - Um dies zu vermeiden, sollte die Einführung strukturell äquivalent wirkender Elemente geprüft werden, die zugleich aufgetretene Schwächen des bisherigen Gesetzes reduzieren oder beseitigen. Geeignet erscheinen hier Automatismen.
- **G. Änderungsgesetz nutzen, um bestehende Regelungslücken zu schließen**
  - Die fehlende vertikale Koordination der Klimaschutzbemühungen von Bund und Ländern führt zu einem nicht aufeinander abgestimmten inkonsistenten Gesamtsteuerungsrahmen, der die Zielerreichung nicht sicherstellt oder auch nur wahrscheinlicher macht.

- Der Bundesgesetzgeber sollte daher die Regelungen in § 14 KSG konkretisieren und so ein gezieltes Zusammenwirken im Föderalismus vorschreiben oder fördern.
- Das Berücksichtigungsgebot fristet bisher ein Schattendasein, da es sehr unkonkret gefasst und unverbindlich ausgestaltet ist. Es droht leerzulaufen.
- Eine Stärkung könnte mittels eines relativen Vorrangs wie in § 2 EEG 2023, durch ein Optimierungsgebot oder eine gesteigerte Beachtenspflicht erreicht werden.
- Der $CO_2$-Schattenpreis in § 13 KSG sollte ebenfalls effektiver ausgestaltet werden, um die ihm bisher in der Rechtsprechung zugeordnete geringe Relevanz zu überwinden.
- Mit Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein sind Bundesländer bereits vorangeschritten und haben Regelungen geschaffen, die als Vorbild auch für eine geänderte Bundesregelung dienen können.

# B. Sinnvoller Perspektivwechsel bei der Auslösung einer erforderlichen Nachsteuerung

Zentrale Änderung des Gesetzentwurfes ist die Umstellung des Nachsteuerungsmechanismus von einer Ex-post- auf eine Ex-ante-Perspektive. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen, auch weil damit eine Regelungslücke im bisherigen Bundes-Klimaschutzgesetz geschlossen wird.

## I. Einordnung des Vorschlags

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die Zielerreichung nicht mehr wie bisher anhand historischer Daten, sondern mittels einer Projektion mit Blick auf die zukünftigen Entwicklungen überprüft wird. Bisher war für die Einhaltung oder Verfehlung der Jahresemissionsmengen nach § 4 Abs. 1 KSG maßgeblich, ob eine Nachsteuerungspflicht ausgelöst wurde, § 8 Abs. 1 S. 1 KSG.

> „(1) Weisen die Emissionsdaten nach § 5 Absatz 1 und 2 eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge für einen Sektor in einem Berichtsjahr aus, so legt das nach § 4 Absatz 4 zuständige Bundesministerium der Bundesregierung (…) ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vor, (…).“

Dieser Anknüpfungspunkt war für zukünftige Entwicklungen „blind“, so dass eine Nachsteuerungspflicht selbst dann nicht bestand, wenn die Zielverfehlung in der Zukunft offensichtlich war. Dadurch setzte der Nachsteuerungsmechanismus zu spät ein und verengten sich die Handlungsmöglichkeiten, da erst lang- oder mittelfristig wirkende strukturelle Veränderungen nicht schnell genug wirken konnten[1].

Der vorliegende Gesetzentwurf wechselt die Perspektive und stellt in § 8 Abs. 1
KSG-E zukünftig auf eine vorausschauende Bewertung der weiteren Entwicklungen ab.

> (1) „Weisen die Projektionsdaten nach § 5a nach Feststellung des Expertenrats für Klimafragen nach § 12 Absatz 1 in zwei aufeinanderfolgenden Jahren aus, dass bei aggregierter Betrachtung aller Sektoren die Summe der Treibhausgasemissionen in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Absatz 2 für diese Jahre überschreitet, so beschließt die Bundesregierung Maßnahmen, (…).“

## II. Defizite des Regelungsvorschlags

§ 8 Abs. 1 KSG-E enthält lediglich einen Nachsteuerungsmechanismus bis zum Jahr 2030. Das hat zwei Konsequenzen:

- Zum einen endet der Nachsteuerungsmechanismus – ohne selbstverständlich mögliche Gesetzesänderungen – spätestens mit dem Jahr 2031, da § 8 Abs. 1 für den Zeitraum ab 2031 nicht anwendbar ist. Der bisherige Nachsteuerungsmechanismus des Bundes-Klimaschutzgesetzes war dagegen nicht zeitlich beschränkt, sondern deckte prinzipiell den gesamten Zeitraum bis zur Erreichung der Treibhausgasneutralität ab. Damit würde das Bundes-Klimaschutzgesetz faktisch befristet. Der Verweis in der Gesetzesbegründung[2] auf die Geltungsdauer der EU-Lastenteilungsverordnung kann die Befristung des gesamten Nachsteuerungsmechanismus nicht rechtfertigen.
- Zum anderen entsteht eine zunehmende Inkonsistenz der Regelungen im geplanten neuen Bundes-Klimaschutzgesetz. § 5a KSG-E schreibt die Erstellung der Projektionsdaten nicht nur bis zum Jahr 2030 vor, sondern verlangt dies zusätzlich „zumindest für die Jahre 2035, 2040 und 2045“. Eine Beschränkung des Nachsteuerungsmechanismus auf die Entwicklungen bis zum Jahr 2030 würde diese Erkenntnisse folgenlos machen. Dadurch würden im Verlauf der Zeit die identischen Probleme hervorgerufen, die die bisherige Ex-Post-Betrachtung anhand der historischen Emissionsdaten ausgelöst hat. Sollte die Projektion eine Zielverfehlung für die Jahre 2035, 2040 oder 2045 aufdecken, würde das geänderte Bundes-Klimaschutzgesetz auch weiterhin keine Handlungspflichten auslösen. Dies wird zu einem zunehmenden Problem, je näher die

[1] Vgl. zu daraus abgeleiteten Änderungen etwa *Fietze/Kröger/Müller/Neuhoff*, Ein wirksames Klimaschutzgesetz braucht Frühindikatoren, DIW Wochenbericht 41/2021, S. 67 ff.

[2] BT-Drs. 20/8290, S. 24.

Jahre 2035, 2040 und 2045 rücken und je grundlegender die zu ergreifenden Maßnahmen würden.

## III. Weiterführende Hinweise

Die Leistungsfähigkeit dieses neuen Mechanismus ist eng mit weiteren Regelungen des Bundes-Klimaschutzgesetzes verbunden.

- Auch verfassungsrechtlich unverzichtbar dürfte dabei die Grundsatzentscheidung sein, den Budgetansatz beizubehalten. § 4 Abs. 2 KSG-E soll das bisher in § 4 Abs. 3 KSG enthaltene Prinzip – adaptiert auf die Umstellung von Jahresemissionsmengen auf Jahresemissionsgesamtmengen – beibehalten. Allerdings ergeben sich durch die Änderung der Klimaschutzziele und der ebenfalls angepassten Verordnungsermächtigung in § 4 Abs. 3 KSG-E (dazu unten E.) deutliche Abstriche von dieser grundsätzlich positiven Einordnung.
- Inwieweit der geplante zukünftig Nachsteuerungsmechanismus wirksam die Wahrscheinlichkeit der Erreichung der Klimaschutzziele erhöhen kann, hängt von verschiedenen Ausgestaltungselementen ab. Hier zeigen sich eine Reihe kritischer Punkte (dazu sogleich C.).
- Der Gesetzesvorschlag entkoppelt das Bundes-Klimaschutzgesetz stärker als bisher von der EU-Lastenteilungsverordnung. Die Leistungsfähigkeit der zukünftig vorausschauenden Nachsteuerung ist eng damit verknüpft, inwieweit die unionsrechtlichen Verpflichtungen und Leitplanken integriert werden (dazu unten D.).
- Die Streichung der Zuständigkeit einzelner Ministerien für die erste Stufe des Nachsteuerungsmechanismus schwächt den geschaffenen prozeduralen Rahmen und gefährdet die Zielerreichung. Es ist zu prüfen, inwieweit diese Schwächung äquivalent kompensiert und dabei bestehende Anwendungsprobleme behoben werden können (dazu unten F.)

# C. Compliance-Probleme der vorgeschlagenen Änderungen und Lösungsansätze

Die vorgeschlagene Ausgestaltung rund um die Projektion der zukünftigen Entwicklungen des geplanten neuen Nachsteuerungsmechanismus wirft eine Reihe von zum Teil grundlegenden Fragen zur Leistungsfähigkeit des Mechanismus auf. Diese hängen auf vielfältige Weise mit Aspekten Regeltreue und -konformität – oder der Compliance der Klimaschutz-Governance – zusammen. Dabei ist die Einhaltung der Einhaltung von Gesetzen, Richtlinien und freiwilligen Regelwerken ebenso von Bedeutung wie der Anschein von fehlerhaftem Verhalten. Dieser hat das Potenzial, den gesamten prozeduralen Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes zu diskreditieren, weil es in weiten Teilen um eine Selbstkontrolle der Bundesregierung geht und dabei über zum Teil politisch unangenehme Konsequenzen entschieden wird.

## I. Grundsätzliche Anfälligkeit der Projektion

Durch den Wechsel von der Ex-post-Betrachtung auf Basis konkreter Emissionsdaten auf die sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung erhält die Erstellung der Projektionsdaten eine essentiell und sensible Rolle. Die vorausschauende Betrachtung macht es erforderlich zahlreiche Annahmen zu treffen und öffnet dadurch vielfältige Möglichkeiten zur Beeinflussung des Ergebnisses. Wichtige Faktoren sind dabei etwa

- Annahmen zu den zu erwartenden Emissionen (vielfältige Faktoren Wirtschaftsentwicklung, Energiepreise usw.)
- Annahmen zur Ausgestaltung und Wirksamkeit zukünftiger sowie neuer oder geänderter Instrumente
- Annahmen zu Wechselwirkungen und Überlagerungen der Instrumente
- Methodenfragen

Für die Glaubwürdigkeit des Regierungshandelns ebenso wie für die Effektivität des Mechanismus ist es entscheidend, dass es hier nicht zu einer ungerechtfertigten Einflussnahme oder gar Manipulation oder Missbrauch kommt. Entsprechende Vorkehrungen haben daher eine überragende Bedeutung.

## II. Einordnung des Vorschlags

Zentrale Normen im Gesetzentwurf sind die Begriffsbestimmung in § 2 Nr. 10 KSG-E

> „10. Projektionsdaten: quantitative Abschätzungen zu künftigen anthropogenen Treibhausgasemissionen aus Quellen und zum Abbau solcher Gase durch Senken, bei denen die Auswirkungen von verabschiedeten und in Kraft gesetzten Politiken und Maßnahmen berücksichtigt werden."

und die Vorgaben zur Erstellung der Projektionsdaten in § 5a KSG-E

> „§ 5a Projektionsdaten
> Das Umweltbundesamt erstellt jährlich auf Grundlage aktuell verfügbarer Emissionsdaten und entsprechend der Vorgaben der Europäischen Governance-Verordnung Projektionsdaten über die künftige Emissionsentwicklung insgesamt und in den Sektoren nach § 5 Absatz 1 für sämtliche nachfolgenden Jahre bis einschließlich zum Jahr 2030 sowie zumindest für die Jahre 2035, 2040 und 2045. Hierzu beauftragt das Umweltbundesamt ein Forschungskonsortium, (…). In der Darstellung werden zudem die der Europäischen Klimaschutzverordnung unterliegenden Emissionsanteile der Sektoren separat ausgewiesen. (…)"

Das Vorgehen ist ferner durch die Bindung an die unionsrechtlichen Vorgaben aus der EU-Governance-Verordnung an höherrangiges Recht bestimmt. Projektionen sind ein wichtiges Instrument im Rahmen der EU-Governance-Verordnung[3], mit dessen Hilfe einerseits die Qualität der Klimaschutzplanung in den Mitgliedstaaten erhöht und anderseits die EU-

[3] Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73,/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. EU L 328 vom 21.12.2018, S. 1 ff.

Kommission transparent und stärker nach standardisierten Methoden zusammengestellt Informationen erhält. Trotz umfangreicher Regelungen in Art. 2 Nr. 6-10 und Art. 18 in Verbindung mit Anhang V Teil 2, VI und VII ergänzt um weitere Details durch Art. 36, 38 in Verbindung mit umfangreichen Anhängen einer Durchführungsverordnung[4] werden die oben benannten Einflussfaktoren nicht vollständig normativ bewältigt. Zusätzliche Vorkehrungen des deutschen Gesetzgebers bleiben angezeigt.

## III. Lösungsansätze

Einfache Lösungen sind angesichts der Komplexität der Thematik und der Vielfalt an Einflussfaktoren vermutlich nicht möglich. Glaubwürdigkeit und Effektivität können aber jedenfalls graduell durch verschiedene Vorkehrungen, Zuständigkeiten und Verfahrensvorgaben erhöht werden. Maßgeblich ist dabei die Herstellung von Transparenz und Nachvollziehbarkeit sowie die Reduzierung von Interessenskonflikten. Dafür ist vermutlich ein Bündel an Maßnahmen zu entwickeln, wobei letztendlich das Problem immer nur minimiert und nicht beseitigt werden kann. Denkbare Elemente eines solchen Ansatzes könnten unter anderem sein:

- **Transparenz bezüglich der getroffenen Annahmen schaffen**: Die getroffenen Annahmen sollten umfassend veröffentlicht werden, so dass sie nachvollziehbar und von interessierten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern genutzt werden können
- **Zusätzliche eigenständige Überprüfung der Annahmen durch den Expertenrat für Klimafragen vorsehen**: Im Bundes-Klimaschutzbericht ist mehrfach ein Kontrolle von Daten und Annahmen vor dem jeweils nächsten Prozessschritt durch den Expertenrat für Klimafragen vorgesehen. Es wäre daher zu überlegen – auch in Kombination mit einer Erhöhung der Transparenz –, auch für die sensible Entscheidung zu den maßgeblichen Annahmen einen entsprechenden Prüfschritt einzuführen. Das muss bei einer entsprechenden frühzeitigen Bestimmung der Annahmen auch nicht mit einer Verzögerung des Nachsteuerungsmechanismus einhergehen. Es wäre aber eine Kollisionsregel zu schaffen, wenn der Expertenrat Annahmen als ungeeignet qualifiziert.
- **Zusätzliche Sensivitätsrechnungen**: Durch die Berechnung verschiedener Sensivitäten kann auf unvermeidbar verbleibende Ungenauigkeiten reagiert werden, würde aber gleichzeitig die Frage der dann für die Entscheidung über das Auslösen der Nachsteuerung maßgebliche Berechnungsvariante als Folgefrage aufwerfen.
- **Perspektivische Verlagerung der Zuständigkeit für die Erstellung der Projektion**: Die Erstellung der Projektion einschließlich etwaiger Beauftragungen muss nicht zwangsläufig in der Zuständigkeit der Bundesregierung bzw. des Umweltbundesamtes liegen. Dies könnte auch durch ein unabhängiges Gremien wie den Expertenrat erfolgen. Dafür wäre dieser aber entsprechend auszustatten. Aufgrund des erforderlichen Aufbaus der Kompetenzen und Ressourcen ist dies nur eine mittelfristige Option.

## IV. Einvernehmensregelung in § 5a S. 2 KSG-E

§ 5a S. 2 KSG-E schreibt vor, dass zur Erstellung der Projektionsdaten ein Auftrag vom Umweltbundesamt vergeben werden muss. In rechtlich fragwürdiger Art und Weise ist dabei ein Einvernehmen aller maßgeblichen Ministerien und des Bundeskanzleramtes herzustellen:

> „Hierzu beauftragt das Umweltbundesamt ein Forschungskonsortium, über dessen Zusammensetzung im Einklang mit dem Vergaberecht mit dem Bundeskanzleramt, dem Bundesministerium der Finanzen, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, dem Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, dem Bundesministerium für Digitales und Verkehr, dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz sowie dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft Einvernehmen hergestellt wird."

Entgegen vorheriger Fassungen wurde noch die Bindung an das Vergaberecht in die Vorschrift integriert. Trotzdem bleibt unklar, wie die Regelung praktisch funktionieren kann. Rechtmäßigerweise kann im Rahmen eines Vergabeverfahrens wohl kein Einvernehmen zur Zusammensetzung eines Konsortiums getroffen werden. Ein solches scheint allein hinsichtlich der Leistungsbeschreibung einschließlich Zuschlags- und Eignungskriterien möglich zu sein. Während des laufenden Vergabeverfahrens ist eine politische Einflussnahme nicht zulässig. § 5a S. 2 KSG-E sollte anders gefasst werden, um den Eindruck zu vermeiden,

[4] Durchführungsverordnung (EU) 2020/1208 der Kommission vom 7. August 2020 über die Struktur, das Format, die Verfahren für die Vorlage und die Überprüfung der von den Mitgliedstaaten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates gemeldeten Informationen und zur Aufhebung der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 749/2014 der Kommission, ABl. EU L278 vom 26.08.2020, S. 1 ff.

dass hier rechtswidriges Verhalten legalisiert werden soll.

Alternativ zu dem möglicherweise als politische Einflussnahme auf die Projektionsergebnisse einzuordnende Einvernehmen durch Regierungsteile könnte eine Freigabe durch den unabhängigen Expertenrat in Betracht gezogen werden.

## V. Notfall-Mechanismus bei fehlendem Einvernehmen oder ausbleibenden Projektionsdaten

Da das Vorliegen der Projektionsdaten Voraussetzung für die Auslösung des Nachsteuerungsmechanismus ist, bedarf es zur Entkräftung des Vorwurfs einer absichtlichen Verzögerung zur Verhinderung der nachsteuerungspflichten einer Regelung für den Fall, dass die Projektionsdaten nicht oder nicht rechtzeitig vorgelegt werden bzw. dass ein Einvernehmen für die Erteilung des Auftrags eines Konsortiums nicht rechtzeitig erlangt werden kann. Für das Fehlen rechtzeitig vorliegender Projektionsdaten könnte beispielsweise gesetzlich fingiert werden, dass von einer Verfehlung der Zielwerte auszugehen ist, wenn die Projektionsdaten im Vor- oder im Folgejahr eine Verfehlung ergeben. Im Hinblick auf das Einvernehmenserfordernis könnte dieses entfallen, sofern es bis zu einem bestimmten Stichtag nicht hergestellt werden konnte.

# D. Zusammenwirken von Bundes-Klimaschutzgesetz und EU-Lastenteilungs-verordnung wirkungsvoller ausgestalten

## I. Unionsrechtliche Verpflichtung zur Einhaltung jährlicher Obergrenzen

Der deutsche Gesetzgeber hat die unionsrechtliche Freiheit, eine sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung einzuführen und im Gegenzug die bisherigen in den Jahresemissionsmengen nach § 4 KSG normierten Sektorenziele als eigenständige Klimaschutzziele und Anknüpfungspunkte des Nachsteuerungsmechanismus zu streichen. Eine solche Entscheidung entbindet Deutschland aber nicht von der Einhaltung der unionsrechtlichen Verpflichtungen der EU-Lastenteilungsverordnung (auch als Effort-Sharing-Regulation und im Bundes-Klimaschutzgesetz als EU-Klimaschutzverordnung bezeichnet)[5]. Danach müssen die Mitgliedstaaten rechtlich verbindliche nationale Treibhausgasminderungsziele in allen den Sektoren erreichen, die nicht in den Anwendungsbereich des bisherigen EU-Emissionshandels für Industrie und Energiewirtschaft und der LULUCF-Verordnung[6] fallen. Für Deutschland beträgt die Minderungsverpflichtung 50 Prozent bis 2030, Art. 4 Abs. 1 i. V. m. Anhang I EU-Lastenteilungs-VO.

Diese Minderungspflicht – und aus dieser Regelung erfolgt das Spannungsverhältnis zur geplanten Änderung im Bundes-Klimaschutzgesetz – ist so ausgestaltet, dass es jährliche Obergrenzen gibt. Es ist nicht ausreichend, einen bestimmten Zielwert im Jahr 2030 zu erreichen. Vielmehr sieht Art. 4 Abs. 2 S. 1 EU-Lastenteilungs-VO vor das jährliche Höchstwerte einzuhalten sind:

> „(…) sorgt jeder Mitgliedstaat dafür, dass seine Treibhausgasemissionen in jedem Jahr des Zeitraums 2021 bis 2029 die von einem linearen Minderungspfad (…) vorgegebene Obergrenze nicht überschreiten."

Die Streichung sektoraler Ziele erweckt damit den falschen Eindruck, Deutschland hätte unionsrechtliche Spielräume, die Emissionen in den Bereichen zu mindern, die aus dem Blickwinkel der nationalen Politik am günstigsten wären. Zwar verweist § 4 Abs. 3 S. 2 KSG – nach dem vorliegenden Gesetzentwurf in der Sache unverändert zukünftig § 4 Abs. 2 S. 1 KSG-E – explizit auf diese Bindung. Die schlichte Formulierung „Die Vorgaben der Europäischen Klimaschutzverordnung bleiben unberührt." verdeckt aber die Dimension des Spannungsverhältnisses.

Die vorgeschlagene Änderung verstärkt die Gefahr, dass Deutschland seine Verpflichtungen aus der EU-Lastenteilungsverordnung wie auch schon in der Vergangenheit nicht wird einhalten halten können und dass daraus Zahlungspflichten entstehen. Diese resultieren aus dem Flexibilitäts- und Sanktionsmechanismus der EU-Lastenteilungsverordnung. Soweit die jährlichen Obergrenzen nicht eingehalten werden können, stehen Deutschland wie jedem anderen Mitgliedstaat insbesondere zwei Flexibilitätsmechanismen zur Verfügung[7]:

- **Vorwegnahme**: Jeder Mitgliedstaat kann jährlichen Emissionszuweisung für das folgende Jahr vorziehen. Diese Möglichkeit besteht in den Jahren 2021 bis 2025 im Umfang von bis zu 10 Prozent des Wertes für das Folgejahr und reduziert sich auf 5 Prozent für die Jahre 2026 bis 2029, Art. 5 Abs. 1, 2 EU-Lastenteilungs-VO. Diese Möglichkeit ist weniger zur Lösung struktureller Defizite geeignet, da es letztlich bei einem einmaligen Effekt bliebe. Im Folgejahr fehlen die vorgezogenen Mengen, eine weitere Vorwegnahme würde keine zusätzlichen Freiräume schaffen, sondern

[5] Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013, die konsolidierte Fassung ist abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02018R0842-20230516.

[6] Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU, die konsolidierte Fassung ist abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02018R0841-20230511.

[7] Daneben bestehen unionsrechtlich noch die Möglichkeiten des für Deutschland rechtlich nicht einschlägigen Art. 6 EU-Lastenteilungs-VO und des Art. 7 EU-Lastenteilungs-VO, wonach unter bestimmten Bedingungen in engen Grenzen im Rahmen der LULUCF erzielte Emissionsminderungen angerechnet werden können; ob solche Emissionsmengen für Deutschland zur Verfügung stehen, ist unsicher.

lediglich die entstandene Lücke in Teilen ausgleichen.

- **Erwerb von überschüssigen Mengen anderer Mitgliedstaaten**: Daneben können Mitgliedstaaten zur Einhaltung ihrer jährlichen Obergrenzen nach Art. 4 Abs. 5 EU-Lastenteilungs-VO von anderen Mitgliedstaaten deren durch überproportionale Minderungen erzielten überschüssigen jährlichen Emissionszuweisungen – sogenannte Annual Emission Allowances (AEA) – erwerben[8]. Es wird allgemein bezweifelt, dass ausreichend AEA zur Verfügung stehen und deren Preise daher sehr hoch sein werden, so dass ein hohes Haushaltsrisiko gesehen wird[9].

## II. Ausgestaltung des Verhältnisses im Entwurf zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Neben dem bereits oben genannten allgemeinen und als Selbstverständlichkeit zu qualifizierenden Hinweis auf den Vorrang der EU-Lastenteilungsverordnung in § 4 Abs. 2 S. 1 KSG-E adressiert der Gesetzentwurf das durch die Streichung der Jahresemissionsmengen als eigenständige Klimaschutzziele und Maßstab für die Nachsteuerung verschärfte Spannungsverhältnis nur unzureichend und lediglich in einer Vorgabe für die Bundesregierung in einem neuen § 7 Abs. 3 KSG:

> „(3) Die Bundesregierung wirkt darauf hin, einen Ankauf von Emissionszuweisungen zur Erfüllung der Pflichten nach der Europäischen Klimaschutzverordnung zu vermeiden."

Diese letztlich im Hinblick auf den Erfolg – konsequenterweise und folgerichtig – unverbindliche allgemeine Handlungspflicht für die Bundesregierung wird dem Anliegen nicht gerecht.

## III. Lösungsansätze

Eine effektive Lösung für ein drohendes Auseinanderfallen von unionsrechtlichen und nationalen Klimaschutzverpflichtungen und einer Vermeidung drohender Zahlungspflichten kann nicht durch Verpflichtungen der Bundesregierung geschaffen werden. Letztlich ist maßgeblich, welche gesetzlichen Vorgaben der Gesetzgeber trifft. Es sind dafür besonders zwei Ansätze erkennbar:

### 1. Beibehaltung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes auch parallel zum Emissionshandel II

Das Problem eines möglichen Auseinanderfallens der Verpflichtungen der EU-Lastenteilungsverordnung einerseits und der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes anderseits wäre im Wesentlichen gelöst, wenn das Brennstoffemissionshandelsgesetz[10] beibehalten würde. Denn § 4 Abs. 1 BEHG stellt sicher, dass sich die von diesem Instrument umfassten Gesamtemissionen immer im Rahmen der Mengenvorgaben der EU-Lastenteilungsverordnung bewegen. Insoweit ist eine Verfehlung der Obergrenzen der EU-Lastenteilungsverordnung ausgeschlossen und wären entsprechende Ankäufe von AEA anderer Mitgliedstaaten nicht erforderlich.

Wie das Verhältnis des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und des in der kürzlich verabschiedeten Reform[11] der Emissionshandels-Richtlinie (EHS-RL)[12] in dessen Kapitel IVa neu vorgesehenen gesonderten Emissionshandelssystem für den Gebäude- und Straßenverkehrsbereich sowie für andere Sektoren (auch als Emissionshandel II bezeichnet) ausgestaltet werden soll, ist nach § 4 Abs. 6 des Gesetzentwurfes ohnehin Gegenstand einen Prüfauftrags an die Bundesregierung, eine entsprechende Lösung also dankbar:

> „(6) Die Bundesregierung hat bis Ende des Jahres 2024 einen Bericht mit einem Vorschlag für den Übergang

[8] Das von Deutschland für diesen Fall einzuhaltende Vorgehen ist bereits in § 7 KSG geregelt.

[9] Vgl. etwa Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Der CO2-Preis für Gebäude und Verkehr. Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel, 2023, S. 27 f., abrufbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-26_BEH_ETS_II/A-EW_311_BEH_ETS_II_WEB.pdf.

[10] Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG) vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2728), zuletzt geändert durch Gesetz vom 09.11.2022 (BGBl. I S. 2006).

[11] Richtlinie (EU) 2023/959 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union, ABl. EU L 130 vom 16.05.2023, S. 134 ff.

[12] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, konsolidierte Fassung, abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A02003L0087-20230605.

vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel vorzulegen."

Ein Fortführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes wäre auch parallel zum Emissionshandel II unions- und verfassungsrechtlich zulässig. Das Unionsrecht verbietet es den Mitgliedstaaten grundsätzlich nicht, nationale $CO_2$-Bepreisungsmaßnahmen oder Emissionshandelssysteme beizubehalten oder einzuführen.

Weder die Emissionshandels-Richtlinie enthält ein solches Verbot, noch lässt sich ein solches dem übrigen EU-Recht entnehmen. Insbesondere findet Art. 9a Industrieemissions-RL[13] keine Anwendung auf den Emissionshandel II, wonach es den Mitgliedstaaten im Ergebnis untersagt ist, zusätzliche Treibhausgasemissionsobergrenzen aufzuerlegen. Dies wird auch in Erwägungsgrund 12 der Änderungsrichtlinie hervorgehoben, wonach die Mitgliedstaaten sogar zusätzliche Maßnahmen ergreifen sollen[14]:

"Angesichts der Notwendigkeit dringender gesamtwirtschaftlicher Emissionsreduktionen sollten die Mitgliedstaaten die unter das EU-EHS fallenden Treibhausgasemissionen auch mithilfe anderer Maßnahmen als der Emissionsgrenzwerte gemäß der Richtlinie 2010/75/EU verringern können."

Schließlich kann auch aus Art. 30e Abs. 3 EHS-RL gefolgert werden, dass ein Nebeneinander von mitgliedstaatlichen Instrumenten und dem Emissionshandel II zulässig ist, wenn unter bestimmten Umständen sogar eine nationale $CO_2$-Steuer – was beim Brennstoffemissionshandelsgesetz nicht der Fall ist – dazu führen kann, dass der Emissionshandel II in diesen Mitgliedstaaten keine Anwendung findet. Auch die EU-Kommission ist im Rahmen der Folgenabschätzung zur Reform der Emissionshandels-Richtlinie von der Möglichkeit eines Nebeneinanders des neuen Emissionshandels II und mitgliedstaatlicher Instrument zur $CO_2$-Bepreisung ausgegangen und hat darin kein Problem erkannt[15].

Zentrales Argument für die Zulässigkeit des Brennstoffemissionshandelsgesetzes parallel zum Emissionshandel II ist die ebenfalls fortbestehende Verpflichtung aus der EU-Lastenteilungsverordnung. Die Verpflichtungen zur Einhaltung der jährlichen Obergrenzen der Mitgliedstaaten wird durch die Einführung des Emissionshandel II nicht geändert oder abgeschafft. Die Mitgliedstaaten bleiben für die Erreichung ihrer Ziele letztverantwortlich[16].

## 2. Schaffung eines weiteren Auslösemechanismus zur verpflichtenden Nachsteuerung

Das in § 7 Abs. 6 KSG-E enthaltene Anliegen, Zahlungen im Rahmen der EU-Lastenteilungsverordnung zu vermeiden, wäre erheblich wirkungsvoller verankert, wenn dazu nicht nur eine Regelung auf der Ebene der Kosten – und damit der sekundären Steuerungsebene – geschaffen würde, sondern immer dann präventiv oder jedenfalls reaktiv nachgesteuert würde, sobald sich eine Verfehlung der für Deutschland verbindlichen jährlichen Obergrenzen aus der EU-Lastenteilungsverordnung abzeichnet oder eine solche bereits in der Vergangenheit eingetreten ist. Auch durch einen solchen, ergänzend[17] oder alternativ zu der soeben unter 1. beschriebenen Option zur Beibehaltung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes wäre ein Auseinanderfallen der Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes und der unionsrechtlichen Mengenvorgaben unwahrscheinlicher.

Die Umsetzung dieses Gedanken wäre unproblematisch im Rahmen des vorgeschlagenen § 8 Abs. 1 KSG-E möglich. Dazu würde neben den dort vorgesehen

[13] Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. EU L 334 vom 17.12.2010, S. 17 ff.

[14] Bereits in den Vorgängerversionen der Emissionshandels-Richtlinie gab es bereits ähnliche Formulierungen, wonach diese Richtlinie zusätzlichen Maßnahmen der Mitgliedstaaten ausdrücklich nicht im Wege stehen. Vgl. etwa *Kahl/Simmel*, Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer $CO_2$-Bepreisung in Deutschland, (Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, 2017), Oktober 2017, S. 6, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2017/10/stiftung_umweltenergierecht_wuestudien_06_co2_bepreisung.pdf.

[15] EU Commission, Impact Assessment Report accompanying the document Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement (SWD(2021) 611 final) (ESR Impact Assessment); auch: EU Commission, Impact Assessment Report, Accompanying the document Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757, SWD(2021) 601 final, (ETS Impact Assessment).

[16] So *Pause/Nysten/Harder*, Das neue EU-Emissionshandelssystem für Gebäude und Straßenverkehr, EurUP 2022, S. 196 (S. 201). A. A. wohl *Kreuter-Kirchhof*, Kohärenz der Klimaschutzinstrumente, KlimaR 2022, S. 70 (73 f.).

[17] Auch eine Kombination beider Ansätze wäre hilfreich, weil das Brennstoffemissionshandelsgesetz die durch die EU-Lastenteilungsverordnung erfassten Emissionen nicht umfassend abdeckt, eine Verfehlung deren Obergrenzen auch bei Fortbestand des Brennstoffemissionshandelsgesetz möglich ist. Dies würde zugleich den Anwendungsbereich der hinter vorgeschlagenen Nachsteuerung verkleinern.

Auslösemechanismus – eine bei aggregierter Betrachtung aller Sektoren anhand der Projektionsdaten erfolgte Ausweisung einer zu erwartenden Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen – ein zweiter Anlass treten, der ebenfalls zur Rechtsfolge hätte, dass die Bundesregierung Maßnahmen beschließen müsste, die dann zur Einhaltung der Verpflichtungen der EU-Lastenteilungsverordnung erforderlich wären. Dies könnte entweder im vorgeschlagenen Satz 1 oder als neuer Satz 2 geregelt werden. Zusätzlich sollte auch insoweit eine Prüfungskompetenz des Expertenrates für Klimafragen in § 12 KSG geschaffen werden.

Entsprechend der unionsrechtlichen Vorgaben wäre dafür keine sektorenspezifische Nachsteuerung erforderlich, die verschiedenen der EU-Lastenteilungsverordnung unterfallenden Emissionsquellen könnten zusammen betrachtet und entsprechende Schwerpunkte gesetzt werden. Es würde aber vermieden, dass zur Einhaltung der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes Maßnahmen in anderen Bereichen ergriffen würden und trotzdem Zahlungen im Rahmen der EU-Lastenteilungsverordnung nicht vermieden würden, weil die Systemgrenzen des Unionsrechts nicht beachtet würden.

# E. Änderung der Klimaschutzziele im Bundes-Klimaschutzgesetz

## I. Abschwächung der Klimaschutzziele

Für die Umstellung von einer Ex-post- auf eine Ex-ante-Betrachtung hätte es keiner Abkehr von den sektoralen Jahresemissionsmengen bedurft. Auch deren voraussichtliche Einhaltung hätte jeweils anhand von Projektionsdaten als Auslösemechanismus konzipiert werden können.

Mit der vorgeschlagenen Ausgestaltung in § 4 Abs. 1 KSG-E erfolgt aber nicht nur die gewollte Umstellung von den sektorenbezogenen Jahresemissionsmengen auf Jahresemissionsgesamtmengen. Zugleich wird vorgeschlagen, die Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes erheblich negativ zu ändern und im Ergebnis abzuschwächen. Es erscheint fraglich, ob dies tatsächlich gewollt oder lediglich der gewählten Regelungstechnik geschuldet ist.

In seiner bisherigen Fassung ergänzen die Jahresemissionsmengen als verbindliche Zielwerte die in § 3 Abs. 1 KSG normierten nationalen Klimaschutzziele für die Jahre 2030, 2040 und 2045.

> „(1) Zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Absatz 1 werden jährliche Minderungsziele durch die Vorgabe von Jahresemissionsmengen für die folgenden Sektoren festgelegt: (…)“

Die Jahresemissionswerte sollen einen eigenen Klimaschutzbeitrag erbringen, ergänzend zu den in § 3 Abs. 1 KSG geregelten Zielen für die Eckjahre 2030, 2040 und 2045 wird so für jedes Jahr (und jeden Sektor) ein weiteres gesetzliches Ziel normiert.

Davon weicht der Vorschlag für den neuen § 4 nicht nur ab, indem sektorale Jahresemissionsmengen durch sektorenübergreifende Jahresemissionsgesamtmengen ersetzt werden. Vielmehr sollen die neuen Jahresemissionsgesamtmengen nach dem Regierungsentwurf selbst keinen eigenen Zielcharakter mehr, sondern nur eine eingeschränkte Verbindlichkeit haben. Der neu vorgeschlagene § 4 Abs. 1 S. 1 KSG-E – obwohl er mit einer ähnlichen Formulierung wie der bisherige § 4 Abs. 1 S. 1 KSG eingeleitet werden soll – beinhaltet bereits den Wegfall der Ziele. Zwar soll lediglich das Wort „Erreichung“ durch den Begriff „Einhaltung“ ersetzt werden:

> (1) „Zur Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Absatz 1 wird eine sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung durchgeführt. Dazu werden Jahresemissionsgesamtmengen, insbesondere als Grundlage für die Überprüfung nach den §§ 5, 5a, 8 und 10 sowie für das Gesamtminderungsziel nach § 8 Absatz 1, festgelegt. (…)“

Doch bereits durch diese Wortlautänderung, besonders aber durch die Formulierung des weiteren Satzes 1 und in Satz 2 wird jedoch deutlich, dass es bei den Jahresemissionsgesamtmengen allein um einen Überprüfungs- und Sicherstellungsmechanismus für die nationalen Klimaschutzziele handeln soll. Der einleitende Satzteil von § 4 Abs. 1 S. 1 KSG-E wäre klarer wie folgt formuliert: „Zur Überprüfung und Sicherstellung der nationalen Klimaschutzziele (…)“. Ein darüber hinausgehender Zielcharakter ist den Jahresemissionsgesamtmengen gerade nicht zugedacht. Insoweit ist die Gesetzesbegründung irreführend, wenn es dort heißt, dass es sich bei der Änderung in § 4 Abs. 1 S. 1 lediglich um eine Folgeänderung handeln würde.

Diese Lücke wird auch nicht durch die fortgeltenden, aber strukturell grundlegend anderen Jahresemissionsmengen geschlossen. Diese werden zukünftig in § 5 in Verbindung mit Anlage 2a KSG-E geregelt. Ihre Wirkung erschöpft sich allein in ihrer Funktion im Rahmen des Monitorings. Den bisherigen Charakter gesetzlicher Ziele haben die Jahresemissionsmengen zukünftig nicht mehr.

Die Konsequenz der vorgeschlagenen Formulierung ist weitreichend: Mangels Zielcharakters der Jahresemissionsgesamtmengen wird der Budgetgedanke im Bundes-Klimaschutzgesetz geschwächt. Dies wird besonders in Kombination mit der geänderten Verordnungsermächtigung im zukünftigen § 4 Abs. 3 KSG-E problematisch.

Sollen die Jahresemissionsgesamtmengen als Ersatz für die bisherigen Jahresemissionsmengen weiterhin einen Zielcharakter haben, dann ist eine Umformulierung des § 4 unerlässlich. Dazu sollten die Zielebene und der Nachsteuerungsmechanismus getrennt werden.

## II. Problem: Verordnungs-ermächtigung in § 4 Abs. 3 KSG-E

Ein gravierendes Problem entsteht aus der Neufassung der Verordnungsermächtigung des bisherigen § 4 Abs. 5 KSG im zukünftigen § 4 Abs. 3 KSG-E. Bislang konnte die Bundesregierung durch Rechtsverordnung die Jahresemissionsmengen der einzelnen Sektoren ändern:

> „(5) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Jahresemissionsmengen der Sektoren in Anlage 2 mit Wirkung zum Beginn des jeweils nächsten Kalenderjahres zu ändern. Diese Veränderungen müssen im Einklang mit der Erreichung der Klimaschutzziele dieses Gesetzes und mit den unionsrechtlichen Anforderungen stehen."

Aus § 4 Abs. 5 S. 2 KSG – der Bindung an die Klimaschutzziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes – wird zutreffend gefolgert, dass dadurch lediglich eine Neuzuordnung zwischen den Sektoren ermöglich wird, „indem die Jahresemissionsmengen einzelner Sektoren angehoben und die anderer Sektoren entsprechend abgesenkt werden."[18]

Zukünftig soll die Regelung in § 4 Abs. 3 KSG-E verortet sein. Die Änderungen sind auf den ersten Blick eher formaler Natur und vollziehen lediglich den Systemwechsel von Sektorenzielen zu einer sektorübergreifenden Gesamtrechnung.

Bei genauerer Prüfung hält dieser Eindruck aber nicht stand. Weil die Jahresemissionsgesamtmengen im vorgelegten Gesetzentwurf selbst keine Ziele des Gesetzes mehr sind und daher insoweit § 4 Abs. 3 S. 2 KSG-E keine Anwendung mehr findet, fehlt eine zentrale Begrenzung für den Verordnungsgeber. Eine danach mögliche Anhebung der Werte für einzelne Jahre könnte mit den Zielen nach § 3 Abs. 1 KSG-E für 2030, 2040 oder 2045 vereinbar sein und trotzdem einen gänzlich anderen Klimaschutzpfad beschreiben, als er jetzt vorliegt.

[18] Wickel, in: Säcker/Ludwigs, Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Aufl. 2022, KSG § 4 Rn. 47.

# F. Zusätzliche Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Trotz des positiv zu bewertenden Perspektivwechsels im Nachsteuerungsmechanismus (siehe oben unter B.) dürfte die vorgeschlagene Änderung insgesamt zu einer Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes führen und damit die Erreichung der Klimaschutzziele weniger wahrscheinlich machen. Dies liegt ganz maßgeblich in den geänderten Zuständigkeiten im Rahmen des Nachsteuerungsmechanismus begründet (dazu I.). Neue Regelungselemente als strukturelles Äquivalent zu dieser Abschwächung sind nicht vorgesehen, wären aber möglich und angesichts der bereits beobachteten Schwächen in der Anwendung des Bundes-Klimaschutzgesetzes angezeigt (dazu unten II.).

## I. Einordnung des Vorschlags

Eine wesentliche Änderung des Gesetzentwurfes ist der Wegfall der besonderen Zuständigkeit der Ministerien, die für die Sektoren überwiegend zuständig sind, in denen eine Zielverfehlung festgestellt wurde. Bisher sind diese Bundesministerien jeweils verpflichtet, als ersten Schritt der Nachsteuerung ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vorzulegen, § 8 Abs. 1 KSG.

> „(1) Weisen die Emissionsdaten nach § 5 Absatz 1 und 2 eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge für einen Sektor in einem Berichtsjahr aus, so legt das nach § 4 Absatz 4 zuständige Bundesministerium der Bundesregierung (…) ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vor, das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellt."

An die Stelle des Sofortprogramms eines einzelnen Ministeriums als Ausgangspunkt der Nachsteuerung soll nach § 8 Abs. 2 KSG-E ein neuer Vorbereitungsschritt treten.

> „(2) Zur Vorbereitung des Beschlusses der Bundesregierung legen alle zuständigen Bundesministerien, insbesondere diejenigen, in deren Zuständigkeitsbereich die Sektoren liegen, die zur Überschreitung beitragen, innerhalb von drei Monaten nach der Vorlage der Bewertung der Projektionsdaten durch den Expertenrat für Klimafragen Vorschläge für Maßnahmen in den jeweiligen ihrer Verantwortlichkeit unterfallenden Sektoren vor. Die Vorschläge können auch sektorübergreifende Maßnahmen enthalten. (…)"

Um den zentralen Unterschied der bisherigen zur neu vorgeschlagenen Regelung genauer zu verstehen, ist es wichtig, sich die Eigenart eines Klimaschutzgesetzes zu vergegenwärtigen. Ein solches ist zwar ein unmittelbar geltendes und ebenso verbindliches Gesetz, wie jedes andere Bundesgesetz auch. Trotzdem ist es als atypisches Recht zu qualifizieren, dessen Durchsetzungsanspruch jedenfalls deutlich reduziert ist. Es zielt im Kern auf eine Vorprägung und Steuerung des politischen Prozesses jenseits von bloßen Zuständigkeitsregelungen und Verfahrensfragen. Die Wirkungen des Rechts enden aber an der Stelle, an der die Sphäre der Politik beginnt. Ab dort sind nicht mehr rechtliche Maßstäbe entscheidend, sondern von da an entfalten sich die vielfältigen Eigengesetzlichkeiten politischen Handelns. Dieses kann durch Recht und Gesetz nicht ersetzt, aber beeinflusst werden. Diese Einflussnahme ist das Kernanliegen eines Klimaschutzgesetzes, das bezweckt, dass die Erreichung der gesetzten Klimaziele wahrscheinlicher wird.

Aus rechtswissenschaftlicher Perspektive kommt der klaren Ausgestaltung von Zuständigkeiten einerseits sowie transparenten und öffentlich nachvollziehbaren Handlungspflichten und Maßstäben anderseits dabei eine überragend wichtige Rolle zu. Denn dadurch kann die Öffentlichkeit nachvollziehen, wer handelt, wie diese Handlung zu bewerten ist und dieses Handeln oder Nichthandeln entsprechend würdigen. Dies ist Voraussetzung dafür, dass ein nicht gesetzeskonformes Handeln in der politischen Sphäre überhaupt berücksichtig werden kann. Diese Möglichkeit kann ihrerseits politische Wirkung entfalten, wenn in der politischen Abwägung eine solche Reaktion ex ante antizipiert und bei den Entscheidungen berücksichtigt wird.

Der Gesetzentwurf schwächt den bisherigen Mechanismus in zweierlei Hinsicht. Zum einen entfällt eine klar zugeordnete Zuständigkeit. Diese soll zukünftig nicht nur einzelne, sondern alle zuständigen Bundesministerien treffen. Zwar wird die besondere Verantwortung einzelner Ministerien betont. Eine klare Zuständigkeit ergibt sich daraus aber nicht, vielmehr bleibt der Gesetzentwurf vage. Letztlich tragen alle Sektoren zur Überschreitung bei, selbst diejenigen, die die sektorspezifischen Jahresemissionsmengen einhalten.

Zum anderen fehlt ein klarer Maßstab für die individuellen Handlungspflichten. Muss das verpflichtete Ministerium bisher nach § 8 Abs. 1 KSG „ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vor[legen], das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellt“, soll es zukünftig genügen, wenn nicht näher qualifizierte Maßnahmen vorgeschlagen werden. Die Bewertung eines Vorschlags wird damit schwerer bis unmöglich.

Die vorgeschlagene Änderung ist besonders deshalb bedauerlich, weil sie auf einem weit verbreiteten Fehlverständnis zum bisherigen Nachsteuerungsmechanismus beruht, das auch innerhalb der Bundesregierung zu beobachten war. Zwar bildet das vorzulegende Sofortprogramm den Ausgangspunkt des Nachsteuerungsmechanismus. Es ist aber – entgegen der Regierungspraxis – keineswegs vorgesehen, dass dieses Sofortprogramm auch verabschiedet werden sollte oder gar müsste. Vielmehr trifft auf der zweiten Stufe des Nachsteuerungsmechanismus die gesamte Bundesregierung nach § 8 Abs. 2 S. 1 KSG eine das Sofortprogramm lediglich zum Ausgangspunkt nehmende umfassende Beratungs- und Entscheidungspflicht:

> „(2) Die Bundesregierung berät über die zu ergreifenden Maßnahmen im betroffenen Sektor oder in anderen Sektoren oder über sektorübergreifende Maßnahmen und beschließt diese schnellstmöglich. Dabei kann sie die bestehenden Spielräume der Europäischen Klimaschutzverordnung berücksichtigen und die Jahresemissionsmengen der Sektoren gemäß § 4 Absatz 5 ändern.“

Dass der bisherige Nachsteuerungsmechanismus vielfach als zu unflexibel, zum Teil als Planwirtschaft kritisiert wurde, entspricht nicht der Rechtslage. Die mit der vorliegenden Reform angestrebten Flexibilitäten waren bereits geltendes Recht. Politisch unbequem war allerdings die Verpflichtung zu einer transparenten und messbaren Handlung. Genau darin liegt aber auch der Grundstein eines leistungsfähigen Nachsteuerungsmechanismus.

## II. Lösungsmöglichkeiten zur Stärkung der Leistungsfähigkeit

Da nicht davon auszugehen ist, dass die spezifische Zuständigkeit einzelner Ministerien wieder eingeführt wird, sollte die mit dem Gesetzesvorschlag verbundene Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes anderweitig durch strukturell äquivalent wirkende Elemente vermieden oder jedenfalls kompensiert werden. Zugleich sollte versucht werden, aufgetretene Schwächen des bisherigen Gesetzes zu beheben.

Naheliegend wären bereits im Bundes-Klimaschutzgesetz selbst angelegte Automatismen, die ausgelöst werden, sobald eine Zielverfehlung festgestellt wird. Hierbei kann einerseits unterschieden werden, ob ein solcher Automatismus bereits dann eingreift, wenn – wie im Gesetzentwurf vorgesehen – anhand einer Projektion eine Zielverfehlung zu erwarten ist (präventiver Automatismus), oder erst dann Wirkung entfaltet, wenn – wie im bisherigen Bundes-Klimaschutzgesetz – eine Zielverfehlung eingetreten ist (reaktiver Automatismus). Anderseits kann differenziert werden, ob die Automatismen direkt die Rechtslage für Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen verändern, etwa durch eine Anhebung der Festpreise nach § 10 Abs. 2 BEHG, oder, wie die Vorgaben zum Nachsteuerungsprozess im geltenden Bundes-Klimaschutzgesetz, primär den politischen Prozess beeinflussen sollen. Dafür müssten die durch einen Automatismus ausgelösten Mechanismen politisch auf die Weise wirken, wie es mit dem bisherigen Nachsteuerungsmechanismus intendiert war. Denkbar wäre zum Beispiel ein vorübergehendes Einfrieren der von einzelnen oder allen Ministerien jeweils zur Verfügung stehenden Haushaltsmittel, etwa für Öffentlichkeitsarbeit.

Die bisherige Anwendung des Nachsteuerungsmechanismus des Bundes-Klimaschutzgesetzes hat die Leistungsgrenzen des prozeduralen Rahmens am Übergang der Sphären Recht und Politik deutlich gemacht und zum wiederholten Mal zu rechtswidrigem Handeln geführt. Deshalbsollte eine weitere Reduzierung der Steuerungsfähigkeit vermieden werden. Es ist dringend zu empfehlen, die mit dem vorliegenden Gesetzesvorschlag zu erwartende Schwächung des Bundes-Klimaschutzgesetzes durch andere Strukturelemente zu vermeiden oder jedenfalls zu kompensieren.

# G. Änderungsgesetz nutzen, um bestehende Regelungslücken zu schließen

Um den auch in der Gesetzesbegründung hervorgehobenen Handlungsdruck zur Erreichung der Klimaschutzziele und des damit einhergehenden Schutzes der Bevölkerung gerecht werden zu können, böte die laufende Novelle des Klimaschutzgesetzes weitere Ansatzpunkte. Insbesondere könnten bestehende Regelungsbereiche geändert werden, die bisher nur unzureichend ausgestaltet sind. Dazu zählen beispielsweise das Verhältnis des Bundes zu den Ländern (dazu I.), die Vorgaben für den CO2-Schattenpreis (dazu II.) oder die Ausgestaltung des Berücksichtigungsgebotes (dazu III.).

## I. Stärkung der Bund-Länder-Koordination zur Verbesserung der Klimaschutzsteuerung im Föderalismus

Eine gravierende und zunehmend dringlichere Lücke in der deutschen Klimaschutz-Governance stellt die fehlende vertikale Koordination der Klimaschutzbemühungen im Föderalismus der Bundesrepublik dar. Die Klimaschutzgesetze des Bundes und – soweit vorhanden – der Länder sind nicht aufeinander abgestimmt und bilden aufgrund der jeweiligen Gesetzes- und Verwaltungskompetenzen daher heute keinen konsistenten Gesamtsteuerungsrahmen, der die Zielerreichung sicherstellt oder auch nur wahrscheinlich macht.

### 1. Ausgangslage

Das Bundes-Klimaschutzgesetz beschränkt sich in § 14 KSG darauf, den Ländern einen eigenen Gesetzgebungsspielraum zum Erlass von eigenen Landes-Klimaschutzgesetzen zu erhalten (Absatz 1) und ein abstraktes Gebot der Zusammenarbeit zu postulieren (Absatz 2).

> „§ 14 Bund-Länder-Zusammenarbeit
> (1) Unbeschadet der Vereinbarkeit mit Bundesrecht können die Länder eigene Klimaschutzgesetze erlassen. Die bestehenden Klimaschutzgesetze der Länder gelten unbeschadet der Vereinbarkeit mit Bundesrecht fort.
> (2) Der Bund und die Länder arbeiten in geeigneter Form zusammen, um die Ziele dieses Gesetzes zu erreichen.“

Angesichts der Relevanz der Bundesländer mit ihren Gesetzgebungs- und Verwaltungskompetenzen für das Gelingen der Transformationsaufgaben[19] und der Dringlichkeit der Aufgabe Klimaschutz zeigt ein Blick auf die zerklüftete Rechtslage in den Bundesländern erheblichen Handlungsbedarf:

- Weiterhin haben mit Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Sachsen-Anhalt vier Bundesländer keine Landes-Klimaschutzgesetze.
- Aber auch die bestehenden 12 Landes-Klimaschutzgesetze sind höchst heterogen und bilden offensichtlich keinen konsistenten und auf die Bundesregelungen abgestimmten Regelungsverbund.
  - Dies wird bereits im Hinblick auf die Ziele deutlich.
    - Dies ist offensichtlich bei älteren Klimaschutzgesetzen aus der Zeit vor dem Klimaschutzbeschluss des Bundesverfassungsgerichts wie in Hamburg[20] oder Rheinland-Pfalz[21]. Hier sind die Ziele noch nicht auf die Herstellung von Klimaneutralität 2045 ausgerichtet und bleiben auch ansonsten hinter den Bundeszielen zurück[22].
    - Aber auch jüngere Landes-Klimaschutzgesetze mit zum Teil erheblich ambitionierteren Zielen erwecken nicht den Eindruck,

[19] Vgl. auch BVerfG, Beschluss der 1. Kammer des Ersten Senats vom 18.01.2022, 1 BvR 1565/21, Rn. 16 mit Verweis auf *Wickel*, Das Bundes-Klimaschutzgesetz und seine rechtlichen Auswirkungen, ZUR 2021, S. 332 (337); *Köck/Kohlrausch*, Klimaschutzgesetzgebung im Bundesstaat – Zur Zukunft der Landesklimaschutzgesetze, ZUR 2021, S. 610 ff.

[20] § 4 Abs. 1 Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas (Hamburgisches Klimaschutzgesetz - HmbKliSchG), vom 20.02.2020, HmbGVBl. S. 148.

[21] § 4 Landesgesetz zur Förderung des Klimaschutzes (Landesklimaschutzgesetz - LKSG-) vom 19.08.2014, GVBl. S. 283, 295.

[22] In beiden Bundesländern befinden sich die Landesklimaschutzgesetze derzeit in der Überarbeitung. Zum HmbGVBl. vgl. Mitteilung des Senats an die Bürgerschaft, Gesetz zur Stärkung des Klimaschutzes und des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Hamburg (Klimaschutzstärkungsgesetz), Landtags-Drucksache 22/12773 vom 29.08.2023. Aber auch dort wird lediglich Netto-$CO_2$-Neutralität angestrebt, § 4 Abs. 1 Entwurfsfassung.

dass es sich dabei um Teilziele handelt, die aus dem Bundesrecht unter Berücksichtigung der jeweils eigenen Klimaschutzpotenziale abgeleitet werden und damit eine konsistente Gesamtzielarchitektur bilden.

- Neben den heterogenen Zielen zeichnen sich die Landesgesetze auch durch einen sehr unterschiedlichen Konkretisierungsgrad hinsichtlich zu ergreifender Maßnahmen aus. Während sich „klassische" Landes-Klimaschutzgesetze wie auch das Bundes-Klimaschutzgesetz im Wesentlichen auf die Definition eines prozeduralen Teilrahmens der Klimaschutz-Governance und damit als atypisches Recht allein auf die Teilsteuerung und partielle gesetzliche Vorprägung politischer Entscheidungsprozesse beschränken, beinhalten anders konzipierte und vielleicht als „Landes-Klimaschutzgesetze 2.0" zu qualifizierende Landesregelungen darüber hinaus auch an Private gerichtete Regelungen mit materiellen Klimaschutzvorgaben in den spezifisch landesrechtlich zu gestaltenden Teilbereichen des Klimaschutzes[23].
- Schließlich unterscheidet sich auch die Ausgestaltung von Planung, Datenermittlung, Monitoring und einer etwaig erforderlichen Nachsteuerung in den einzelnen Ländern zeitlich, qualitativ und quantitativ zum Teil erheblich. Solche Differenzen sind im Föderalismus weder unüblich noch grundsätzlich problematisch, sondern können sogar angesichts unterschiedlicher Gegebenheiten und im Sinne eines produktiven Lernprozesses unterschiedlicher Herangehensweisen sachgerecht und hilfreich sein. Die in den Landesgesetzen zu beobachtende Heterogenität scheint aber so ausgeprägt zu sein, dass eine Gesamtzielerreichung unwahrscheinlicher wird, als dies bei einer besseren Abstimmung möglich wäre.

- Diese Beobachtungen lassen sich vermutlich damit erklären, dass es keine Gesamtkoordination der Klimaschutzanstrengungen in Deutschland gibt. Regelmäßig erfolgt in den Ländern keine systematische Identifikation der durch die Länder zu beeinflussenden Faktoren und folglich auch keine spezifisch darauf ausgerichtete Zielsetzungen. Vielmehr werden insbesondere Landesklimaschutzziele häufig eher symbolisch gesetzt, um besonderes ambitioniert zu wirken. Dieser Zustand dokumentiert den Kern des Koordinationsproblems zwischen Bund und Ländern. In vielen Bereichen können Bundesländer gar keinen oder nur einen unterschiedlich intensiven Einfluss auf die Erreichung der Klimaschutzziele nehmen. Besonders deutlich ist dies, soweit die dafür erforderlichen Instrumente ausschließlich bundes- oder unionsrechtlich normiert sind und auch im Rahmen eines erforderlichen Verwaltungsvollzugs keine umfangreichen Ermessens- oder Handlungsspielräume verbleiben[24]. Dagegen sind wiederum andere Lebenssachverhalte ausschließlich landesrechtlich zu gestalten und es bestehen vielfältigste Handlungsfelder, in denen die unterschiedlichen Kompetenzen im Mehrebenensystem erst im gezielten Zusammenwirken ihren effektiven und effizienten Beitrag leisten können. Landes-Klimaschutzgesetze könnten besonders wirkungsvoll sein, wenn sie spezifisch auf die beiden letzten Fallgruppen ausgerichtet wären, gezielt für diese Teilbereiche Klimaschutzziele definieren und Handlungsfelder bestimmen würden. So würde die Erreichung der Gesamtklimaschutzziele wahrscheinlicher.
- Umgekehrt ist auch das Bundes-Klimaschutzgesetz gegenüber den ausschließlich, überwiegend oder auch nur teilweise landesrechtlich und/oder im Wege des Landesvollzugs zu erbringenden Klimaschutzbeiträgen weitgehend „blind" und enthält weder eine Abschätzung der daraus resultierenden Abstimmungserfordernisse noch ein Mechanismus zur Aktivierung, Koordinierung oder gar Steuerung der Länder[25]. Damit läuft das Bundes-Klimaschutzgesetz konkret Gefahr, auch die eigenen Ziel nicht erreichen zu können.

## 2. Lösungsansätze

Um diese Lücke in der bundesrepublikanischen Klimaschutz-Governance schließen oder verkleinern zu

[23] Vgl. etwa §§ 7 bis 14 Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein – EWKG) Vom 07.03.2017 (GVOBl. S. 124), zuletzt geändert durch Gesetz vom 02.12.2021 (GVOBl. S. 1339).

[24] Vgl. auch BVerfG, Beschluss der 1. Kammer des Ersten Senats vom 18.01.2022, 1 BvR 1565/21, Rn.13 mit Verweis auf *Wickel*, Das Bundes-Klimaschutzgesetz und seine rechtlichen Auswirkungen, ZUR 2021, S. 332 (S. 337 f.); *Hermes*, Klimaschutz durch neue Planungsinstrumente im föderalen System, EurUP 2021, 162 (S. 166; 170 f.); *Köck/Kohlrausch*, Klimaschutzgesetzgebung im Bundesstaat – Zur Zukunft der Landesklimaschutzgesetze, ZUR 2021, S. 610 ff.

[25] Zur Problematik auch BVerfG, Beschluss der 1. Kammer des Ersten Senats vom 18.01.2022, 1 BvR 1565/21, Rn. 17 mit Verweis auf *Schlacke*, Bundes-Klimaschutzgesetz: Klimaschutzziele und -pläne als Herausforderung des Verwaltungsrechts, EurUP 2020, 338 (S. 345); *Hermes*, Klimaschutz durch neue Planungsinstrumente im föderalen System, EurUP 2021, 162 (S. 163; 171); *Wickel*, Das Bundes-Klimaschutzgesetz und seine rechtlichen Auswirkungen, ZUR 2021, S. 332 (333, 336 ff.); *Köck/Kohlrausch*, Klimaschutzgesetzgebung im Bundesstaat – Zur Zukunft der Landesklimaschutzgesetze, ZUR 2021, S. 610 (S. 616).

können, stehen verschiedene Lösungsansätze zur Verfügung.

- Zwar unterscheidet sich das Verhältnis des Bundes zu den Ländern im Vergleich zu dem der Europäischen Union zu ihren Mitgliedstaaten sehr deutlich, dennoch könnte der durch die Governance-Verordnung[26] geschaffene Unionsrahmen ein strukturelles Vorbild für die Ausgestaltung eines Koordinationsmechanismus im deutschen Föderalismus sein.
- Als Vorstufe eines solchen umfassenden Mechanismus könnte der Bundesgesetzgeber zunächst auch nur Mindestvorgaben für die Ausgestaltung der Landes-Klimaschutzgesetze oder auch lediglich der Klimaschutzplanungen der Bundesländer und ein entsprechendes Berichtswesen im Bundes-Klimaschutzgesetz normieren.
  - § 14 Abs. 1 könnte von einer Öffnungsklausel mit der bloßen Möglichkeit zum Erlass von Landes-Klimaschutzgesetzen zu einer Verpflichtung umgestaltet werden.
  - Ergänzend könnten Mindestinhalte solcher Landesregelungen und Maßstäbe zur Ausgestaltung der Landesklimaschutzziele festgeschrieben werden.
- Auch eine stärkere Ausgestaltung des in § 14 Abs. 2 KSG normierten Gebots der Zusammenarbeit wäre eine Option. Der Bundesgesetzgeber könnte hier über die heute genutzten informellen Formate der Bund-Länder-Zusammenarbeit organisatorische Vorgaben und verbindliche Mindeststandards zu Form und Inhalten der Zusammenarbeit machen. Als Anschauungsbeispiel könnten insoweit die Regelungen zum Kooperationsausschuss nach § 97 EEG 2023 und der damit verbundene gemeinsame jährliches Monitoringprozess nach § 98 EEG 2023 sein.

## II. Weiterentwicklung des Berücksichtigungsgebotes

In § 13 Abs. 1 KSG ist festgeschrieben, dass die Klimaschutzziele auch beim Verwaltungshandeln berücksichtigt werden müssen:

> „§ 13 Berücksichtigungsgebot
> (1) Die Träger öffentlicher Aufgaben haben bei ihren Planungen und Entscheidungen den Zweck dieses Gesetzes und die zu seiner Erfüllung festgelegten Ziele zu berücksichtigen. Die Kompetenzen der Länder, Gemeinden und Gemeindeverbände, das Berücksichtigungsgebot innerhalb ihrer jeweiligen Verantwortungsbereiche auszugestalten, bleiben unberührt. (…)“

Das damit verbundene Regelungsziel einer bloßen Berücksichtigung ist sehr schwach und zugleich sehr unkonkret und unverbindlich ausgestaltet. Folgerichtig hat § 13 Abs. 1 S. 1 KSG bisher in der Rechtsprechung eine eher geringe Rolle gespielt. Die Gerichte haben vielmehr durchgängig der Verwaltung einen sehr weiten Entscheidungsspielraum eingeräumt.

So formuliert das Bundesverwaltungsgericht:

> „6. § 13 I 1 KSG formuliert keine gesteigerte Beachtenspflicht und ist nicht im Sinne eines Optimierungsgebots zu verstehen; ein Vorrang des Klimaschutzgebots gegenüber anderen Belangen lässt sich weder aus Art. 20a GG noch aus § 13 KSG ableiten.“[27]

Im Ergebnis droht das Berücksichtigungsgebot in der aktuellen Fassung des § 13 Abs. 1 S. 1 KSG damit weitgehend leerzulaufen und sollte durch ein weitergehendes Steuerungsanliegen ersetzt werden, das es ermöglichen würde, dass die Klimaschutzpotenziale in jeder einzelnen Verwaltungsentscheidung erkannt und im Sinne eines Optimierungsgebots bestmöglich verwirklicht werden oder zumindest im Sinne einer gesteigerten Beachtenspflicht stärker zu gewichten sind. Dies würde die bisherige Wirkung des § 13 Abs. 1 S. 1 gegenüber dem Status quo stärken.

Ein absoluter Vorrang ist verfassungsrechtlich weder geboten noch vermutlich grundrechtlich möglich. Wie wirkungsvoll aber auch schon ein relativer Vorrang sein kann, wird mit Blick auf gut ein Jahr Erfahrungen mit dem überragenden öffentlichen Interesse in § 2 EEG 2023 deutlich[28]. Angesichts der erforderlichen Transformationsleistungen in der Breite des staatlichen Handelns ist insofern zu überlegen, ob

[26] Siehe etwa *Schlacke/Knodt*, Das Governance-System für die Europäische Energieunion und für den Klimaschutz, ZUR 2019, S. 404 ff.; *Schlacke*, Internationale Klimaschutzpolitik und aktuelle Entwicklungen in der Europäischen Union und in Deutschland, EnWZ 2020, S. 355 (357 ff.).

[27] BVerwG Urt. v. 4.5.2022 – 9 A 7/21, Leitsatz 6; siehe auch VGH Mannheim, Urt. v. 04.05.2023 – 5 S 1941/22, juris Rn. 65 ff.; allg. Schink, Das Berücksichtigungsgebot des § 13 Klimaschutzgesetz, NuR 2021, S. 1 ff.; Heß/Peters/Schöneberger/Verheyen, Das Gebot der Berücksichtigung des Klimaschutzes auf Vorhabenebene – de lege lata und de lege ferenda, NVwZ 2023, S. 113 ff.; Erbguth, Klimaschutz auf Zulassungsebene: Reichweite des § 13 Abs. 1 S. 1 KSG und Budgetansatz, UPR 2023, S. 241 ff.

[28] Hierzu im Detail *Sailer/Militz*, Das überragende öffentliche Interesse und die öffentliche Sicherheit nach § 2 EEG 2023, Würzburger

das Berücksichtigungsgebot auf diese Weise weiterentwickelt werden sollte.

## III. Änderung des $CO_2$-Schattenpreises

In § 13 Abs. 1 S. 3 KSG ist als Teilregelung des Berücksichtigungsgebots ein $CO_2$-Schattenpreis geregelt, der bei bestimmten Verwaltungsentscheidungen in die Kalkulation eingestellt werden muss:

> „(1) (…) Bei der Planung, Auswahl und Durchführung von Investitionen und bei der Beschaffung auf Bundesebene ist für die Vermeidung oder Verursachung von Treibhausgasemissionen ein $CO_2$-Preis, mindestens der nach § 10 Absatz 2 Brennstoff-Emissionshandelsgesetz gültige Mindestpreis oder Festpreis zugrunde zu legen."

Die derzeitige Formulierung ist in zweierlei Hinsicht verbesserungsbedürftig:

Einerseits hat das Bundessverwaltungsgericht den Anwendungsbereich des § 13 Abs. 1 S. 3 KSG unter Verweis auf die ursprüngliche Gesetzesbegründung[29] sehr eng interpretiert.

> „3. Die Regelungen in § 13 I 3 und II KSG betreffen Maßnahmen und Entscheidungen im direkten Zusammenhang mit Investitions- und Beschaffungsvorgängen und gelten nicht für einen Planfeststellungsbeschluss."[30]

Durch das so statuierte enge Verständnis von Investitionen lediglich als Unterfall der Beschaffung und der so folgenden Unanwendbarkeit der Regelung auf vorgelagerten Planungsschritten wird der Anwendungsbereich deutlich eingeschränkt und durch so getroffene Entscheidungen soweit vorgeprägt, dass er auf späteren Stufen nicht mehr wirkungsvoll zum Tragen kommen kann.

Dass ein $CO_2$-Schattenpreis so ausgestaltet werden kann, dass er auch bei Baumaßnahmen anwendbar wird, zeigt beispielsweise § 8 des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetzes Baden-Württemberg[31].

> „(1) Bei der Planung von Baumaßnahmen betreffend Liegenschaften des Landes, insbesondere bei dem Neubau und der Sanierung von Bauwerken im Eigentum des Landes, ist im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen ein rechnerischer Preis entsprechend des vom Umweltbundesamt wissenschaftlich ermittelten und empfohlenen Wertes für jede über den Lebenszyklus der Maßnahme entstehende Tonne Kohlenstoffdioxid zu veranschlagen (CO2-Schattenpreis). (…)"

Eine entsprechend Ausweitung ist zu prüfen, besonders wenn man sich vor Augen führt, dass in der ursprünglichen Fassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes gerade der Gebäudebestand im Zentrum der Überlegungen zur Berücksichtigung anzupassender Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen stand[32].

Ebenso gravierend ist der zweite Aspekt. § 13 Abs. 1 S. 3 KSG ordnet an, dass im Rahmen des Berücksichtigungsgebots die bis 2025 festgelegten Fest- und der für 2026 normierte Mindestpreis die relevante Mindestgröße für die Bestimmung des $CO_2$-Schattenpreises sind. Diese Regelung war bereits mit der Verabschiedung der Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 zwar nicht gedeckelt, aber als ernstzunehmende Richtschnur ungenügend, wenn die geplante Lebensdauer des relevanten Investitions- oder Beschaffungsobjekts über das Jahr 2026 hinaus reichte. Denn ab 2027 sah und sieht das Brennstoffemissionshandelsgesetz keinen Fest- oder Mindestpreis mehr vor, § 10 Abs. 1 S. 2 i. V. m. Abs. 2 BEHG.

Bei einer Versteigerung ohne Preiskorridor ist mit deutlich höheren Preisen zu rechnen, die möglichst sachgerecht als $CO_2$-Schattenpreis berücksichtigt werden sollten. Mit dem Inkrafttreten der geänderten Emissionshandels-Richtlinie und der darin für 2027 vorgesehenen Einführung des zweiten Emissionshandels für den Gebäude- und Verkehrssektor bekommt die Preisdiskussion möglicherweise zusätzliche Dynamik.

Daher sollte die Gelegenheit der Änderung des Bundes-Klimaschutzes auch genutzt werden, auf diese unionsrechtliche Entwicklung und die bestehende Lücke im KSG zu reagieren, und einen effektiven und den zu erwartenden Realitäten angepassten $CO_2$-Schattenpreis zu normieren. Auch hierfür kann § 8 des Klimaschutz- und



[29] BT-Drs. 19/14337, S. 37.

[30] BVerwG Urt. v. 4.5.2022 – 9 A 7/21, Leitsatz 3.

[31] Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) vom 07.02.2023, GBl. S. 26.

[32] BT-Drs. 19/14337, S. 37.

Klimawandelanpassungsgesetzes Baden-Württemberg grundsätzlich als Vorbild dienen.

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

**T: +49 931 794077-0**
**F: +49 931 7940 77-29**

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

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)508**

7. November 2023

# Stellungnahme

Dr. Roda Verheyen
Rechtsanwälte Günther

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

Rechtsanwälte Günther
Partnerschaft

Rechtsanwälte Günther • Mittelweg 150 • 20148 Hamburg

Michael Günther * (bis 31.12.2022)
Hans-Gerd Heidel * (bis 30.06.2020)
Dr. Ulrich Wollenteit * [1]
Martin Hack LL.M. (Stockholm) * [1]
Clara Goldmann LL.M. (Sydney) *
Dr. Michéle John *
Dr. Dirk Legler LL.M. (Cape Town) *
Dr. Roda Verheyen LL.M. (London) *
André Horenburg *
John Peters
Victor Görlich
Ronja Hoffmann LL.M.
Dr. Johannes Franke

[1] Fachanwalt für Verwaltungsrecht
* Partner der Partnerschaft
AG Hamburg PR 582

Mittelweg 150
20148 Hamburg
Tel.: 040-278494-0
Fax: 040-278494-99
www.rae-guenther.de

**06.11.2023**
00416/23 /R /R/R
Mitarbeiterin: Jule Drzewiecki
Durchwahl: 040-278494-11
Email: drzewiecki@rae-guenther.de

**S t e l l u n g n a h m e**

**zur Öffentlichen Anhörung am 08. November 2023**

**zum Gesetzentwurf der Bundesregierung einen Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670)**

**sowie zur Unterrichtung durch die Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung (BT-Drucksache 20/8150)**

## Hintergrund und Gegenstand

Seit 2019 setzt das Bundesklimaschutzgesetz (KSG) den Rahmen für die deutsche Klimaschutzpolitik. Als Rahmengesetz erfüllt es eine **zentrale Funktion** im Hinblick auf die **verfassungsrechtlichen Anforderungen** an die Klimaschutzpolitik.

Nach dem Klimabeschluss des Bundesverfassungsgerichts[1] muss das Gesetz einen mengenbezogenen Reduktionspfad festlegen, der mit der Einhaltung des Pariser Temperaturziels vereinbar ist (**Klimaschutzgebot, Art. 20a GG**) und Reduktionslasten nicht einseitig in die Zukunft schiebt (**Gebot intertemporaler Freiheitssicherung**).[2] Letztere Anforderung soll vermeiden, dass durch das Aufschieben notwendiger Maßnahmen später umso schärfere Grundrechtseingriffe notwendig werden, um die verfassungsrechtlich verbindlichen Anforderungen des Klimaschutzgebots zu erfüllen. Aus diesem Grund wurde das KSG 2019 für teilweise verfassungswidrig erklärt, weil und soweit es keine Vorkehrungen für die radikalen Grundrechtseingriffe traf, die nach 2030 erforderlich gewesen wären, um das Klimaschutzgebot einzuhalten. Die Folge war eine **Verschärfung des Reduktionspfades** durch das KSG 2021.

Das KSG setzt zudem den Rahmen zur Umsetzung der Europäischen Klimaschutzverordnung (*Effort-Sharing-Regulation*, **ESR**). Die ESR legt in den Bereichen, die (bislang) nicht dem Europäischen Emissionshandel unterfallen, für die Mitgliedstaaten **verbindliche jährliche Emissionsmengen** fest. Können diese Mengenziele aus eigener Kraft nicht erreicht werden, müssen Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten angekauft werden, scheitert auch dies, drohen Strafzahlungen infolge von Vertragsverletzungsverfahren. Die Vermeidung erheblicher Haushaltsbelastungen durch ESR-Zielverfehlungen war eine wesentliche Motivation für die Verabschiedung des KSG 2019.[3] Der KSG-Reduktionspfad soll auch dies gewährleisten.

Für die tatsächliche Umsetzung des Reduktionspfades setzte das KSG in seiner bisherigen Ausgestaltung auf die Festlegung sektorbezogener **Jahresemissionsmengen** (§ 4 i.V.m. Anlage 2 KSG), um die nationalen Klimaschutzziele (§ 3 KSG) zu erreichen. Für die Einhaltung der Jahresemissionsmengen ist das Ressort verantwortlich, in dessen überwiegenden Zuständigkeitsbereich ein Sektor fällt (§ 4 Abs. 4 KSG). Wird für ein Jahr festgestellt, dass die Jahresemissionsmengen eines Sektors überschritten wurden, so muss das für den Sektor verantwortliche Ministerium ein **Sofortprogramm** vorlegen, das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellt (§ 8 Abs. 1 KSG). Neben den reaktiven Sofortprogrammen, sieht das KSG auch nach vorne gerichtete

---

[1] BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021, 1 BvR 2656/18.

[2] Näher Verheyen/Franke, Reform des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Rechtliche Anforderungen und Gestaltungsoptionen, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 12.06.2023, S. 4 ff., https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/reform-des-bundes-klimaschutzgesetzes/.

[3] Siehe BT-Drs. 19/14337, S. 1, 17.

**Klimaschutzprogramme** vor (§ 9 KSG). Dort legt die Bundesregierung fest, welche Maßnahmen sie künftig zur Einhaltung der Klimaschutzziele und Jahresemissionsmengen zu ergreifen beabsichtigt. Die auf Grundlage der §§ 8 und 9 KSG vorgelegten **Programme waren unzureichend**. Im Gebäude- und insbesondere im Verkehrssektor wurden zuletzt unzureichende Sofortprogramme vorgelegt.[4] Das bisherige Klimaschutzprogramm 2030 war ebenfalls ungeeignet (und zielte nicht einmal darauf ab[5]), die Klimaschutzziele (§ 3 KSG) und Jahresemissionsmengen (§ 4 KSG) zu erreichen. Vor dem OVG Berlin-Brandenburg sind daher Klagen gegen die Bundesregierung anhängig, die auf die Erstellung rechtmäßiger Sofort- und Klimaschutzprogramme gerichtet sind.[6]

**Gegenstand der vorliegenden Stellungnahme** sind der Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesklimaschutzgesetzes (**KSG-E**) sowie das von der Bundesregierung beschlossene Klimaschutzprogramm 2023 (**KSP 2023**). Das KSG-E beinhaltet insbesondere eine Abkehr von der sektorbezogenen Steuerung zugunsten einer „sektorübergreifenden mehrjährigen Gesamtrechnung“ sowie – damit zusammenhängend – weitere Änderungen im Bereich von Monitoring und Nachsteuerung. Das KSP 2023 soll die Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaschutzziele enthalten, lässt aber nach eigenen Angaben selbst bei vollständiger Umsetzung eine Erfüllungslücke von ca. 200 Mio. Tonnen $CO_2$-Äq. bis 2030.

Hierzu wird wie folgt Stellung genommen:

**<u>THESE 1</u>: Die derzeitige Klimapolitik des Bundes auf Maßnahmenebene, unter Einbeziehung der im KSP 2023 angekündigten Maßnahmen, wird den verfassungsrechtlichen Anforderungen insgesamt nicht gerecht.**

Die gegenwärtige und absehbare Klimapolitik des Bundes ist **unzureichend, um den Reduktionspfad des KSG einzuhalten**. Dieser Befund ist eindeutig. Er wird nicht nur durch den jüngsten Projektionsbericht nach § 10 Abs. 2 KSG bestätigt, der je nach Szenario bis 2030 eine kumulierte Erfüllungslücke von 331 Mt $CO_2$-Äq. bei Zugrundelegung nur der bereits verabschiedeten Maßnahmen (MMS) und immer noch 194 Mt $CO_2$-Äq. bei zusätzlicher Einbeziehung lediglich angekündigter Maßnahmen (MWMS) projiziert:[7]

---

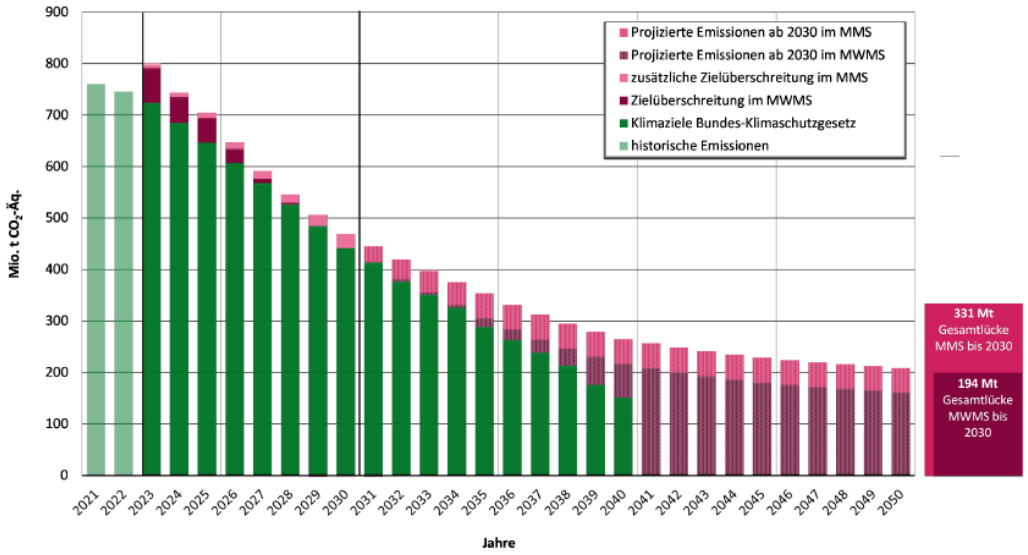
[4] Für das das Jahr 2022 siehe Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht zu den Sofortprogrammen 2022 für den Gebäude- und Verkehrssektor, Rn. 106 ff. (Gebäude) und Rn. 115 (Verkehr); für das Jahr 2023 siehe Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht 2023 für die Sektoren Gebäude und Verkehr, Rn. 37 ff. (Gebäude) und Rn. 73 ff. (Verkehr).

[5] Das Klimaschutzprogramm 2030

[6] Siehe die Terminhinweise des OVG Berlin-Brandenburg, https://www.berlin.de/gerichte/oberverwaltungsgericht/presse/pressemitteilungen/2023/pressemitteilung.1333023.php.

[7] BT-Drs. 20/8455, S. 22, dort auch die folgende Abbildung.

**Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS (ohne LULUCF)** [1]




Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; Inventardaten: (UBA 2023a), (UBA 2023b).

Sogar die **Bundesregierung selbst** räumt im KSP 2023 ein, dass auch bei vollständiger Umsetzung der dort vorgesehenen Maßnahmen bis 2030 eine kumulierte Erfüllungslücke von ca. 200 Mt. $CO_2$-Äq. verbleiben würde.[8] Der Expertenrat für Klimafragen geht nach Prüfung des KSP 2023 davon aus, dass die Zielerreichungslücke bis 2030 noch deutlich größer ausfallen wird.[9]

Damit ist das **KSP 2023** zunächst einmal klar **rechtswidrig**. Es verstößt gegen die Vorgaben der §§ 8 und 9 KSG in bisheriger und in neuer Fassung, weil diese Vorschriften eine Einhaltung der (kumulierten) Emissionsmengen verlangen.[10]

Darüber hinaus **verstößt die defizitäre Klimapolitik auf Maßnahmenebene aber auch gegen die verfassungsrechtlichen Anforderungen**. Konkret verletzt die gegenwärtige (unterlassene) Klimapolitik das vom Bundesverfassungsgericht im Klimabeschluss entwickelte **Gebot intertemporaler Freiheitssicherung**.[11] Danach dürfen die zur Einhaltung des Klimaschutzgebots notwendigen Reduktionslasten nicht einseitig in die Zukunft und damit auf nachfolgende Generationen

[8] BT-Drs., 20/8150, S. 3.

[9] Expertenrat für Klimafragen, Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023, Rn. 22.

[10] Näher Verheyen/Franke, Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 05.07.2023, S. 18 f., https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2023/A-EW_A-VW_Guenter-RA_Gutachten_KSG_und_KSP.pdf.

[11] Ausführlich Verheyen/Franke, a.a.O., S. 20 ff.

verlagert werden.[12] Jeder $CO_2$-Ausstoß trägt irreversibel zur Aufzehrung des verbleibenden Paris-kompatiblen Restbudgets bei[13] und steht damit künftigen Generationen nicht mehr zur Verfügung. Zur „Schonung künftiger Freiheit" ist es daher notwendig, den „Übergang zu Klimaneutralität rechtzeitig einzuleiten".[14] Diese Ausführungen des Bundesverfassungsgerichts bezogen sich auf den Reduktionspfad des KSG, sie sind aber **auf die Maßnahmenebene übertragbar**.[15] Denn nicht die Ziele, sondern erst die Klimaschutzmaßnahmen führen zu tatsächlichen Emissionsreduzierungen. Daher können auch nicht (allein) die Ziele, sondern erst rechtzeitig verabschiedete Klimaschutzmaßnahmen dazu führen, dass künftige Freiheit geschont wird. Werden solche Maßnahmen hingegen aufgeschoben, so führt dies – auch bei den ambitioniertesten Zielen – dazu, dass die dadurch versäumten Reduktionslasten in die Zukunft verschoben und künftigen Generationen aufgebürdet werden. Darin liegt ein Eingriff in die intertemporale Freiheit.

Zwar ist der **Reduktionspfad des KSG(-E)** nicht mit dem verfassungsrechtlichen Maßstab für einen freiheitsschonenden Reduktionspfad unmittelbar gleichzusetzen, dennoch ist die auf den KSG-Reduktionspfad bezogene **Erfüllungslücke** ein wesentlicher **Indikator für die Verletzung intertemporaler Freiheit** auf der Maßnahmenebene.[16] Denn nach der Konzeption des KSG(-E) soll der gesetzlich festgelegte Reduktionspfad die Klimaschutzpolitik und die Belastung künftiger Generationen berechenbar machen sowie die vom Bundesverfassungsgericht zum Schutz intertemporaler Freiheit geforderte Orientierung, Entwicklungsdruck und Planungssicherheit[17] vermitteln. Zudem ist der KSG-Reduktionspfad weiterhin so ausgestaltet, dass der größte Teil des für Deutschland verbleibenden Emissionsbudgets bis 2030 aufgebraucht ist.[18] Bei absehbaren erheblichen Abweichungen vom KSG-Reduktionspfad auf der Maßnahmenebene müssten daher zumindest – in den Worten des Bundesverfassungsgerichts – „Vorkehrungen für die grundrechtsschonende Bewältigung der nach 2030 drohenden Reduktionslast"[19] getroffen werden. Derartige **grundrechtsschonende Vorkehrungen sind jedoch nicht**

---

[12] BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021, 1 BvR 2656/18, Ls. 4, Rn. 183 ff.

[13] Dieses ist nach wissenschaftlichen Erkenntnissen deutlich kleiner als noch durch das BVerfG angenommen, vgl. Lamboll, R.D., Nicholls, Z.R.J., Smith, C.J. *et al.* Assessing the size and uncertainty of remaining carbon budgets. *Nat. Clim. Chang.* (2023). https://doi.org/10.1038/s41558-023-01848-5. Danach beträgt das Budget für eine 50% Wahrscheinlichkeit der Einhaltung von 1.5 °C nur noch ca. 250 GtCO 2 gerechnet auf Januar 2023.

[14] BVerfG, a.a.O., Rn. 247 f.

[15] Verheyen/Franke, Reform des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Rechtliche Anforderungen und Gestaltungsoptionen, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 12.06.2023, S. 11, https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/reform-des-bundes-klimaschutzgesetzes/.

[16] Dazu Verheyen/Franke, Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 05.07.2023, S. 21 f., https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2023/A-EW_A-VW_Guenter-RA_Gutachten_KSG_und_KSP.pdf.

[17] BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021, 1 BvR 2656/18, Rn. 249.

[18] Nach Berechnungen von Greenpeace, Das Recht auf Zukunft – Konsequenzen aus dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts für die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung, 2021, S. 3, wären dies weiterhin 91 %, abrufbar unter https://www.greenpeace.de/klimaschutz/klimakrise/besser-gut-genug.

[19] BVerfG, a.a.O., Rn. 194, 245.

**ersichtlich**. Auch das KSP 2023 legt nicht dar, wie die bis 2030 kumulierte Erfüllungslücke in der Folgezeit geschlossen werden soll.

Jedenfalls kann für eine grundrechtsschonende Bewältigung der absehbaren Erfüllungslücke nach 2030 **nicht allein auf den europäischen Emissionshandel** (EU-ETS) gesetzt werden. Zwar soll im Jahr 2027 (ggf. 2028) der EU-ETS II eingeführt werden, der insbesondere den Verkehrs- und Gebäudebereich abdeckt. Allerdings ist der **ETS II allein nicht zur Sicherung intertemporaler Freiheit geeignet**. Im Gegenteil: nach der Konzeption des Mechanismus werden zu Beginn, also 2027, zusätzliche 30 % an Emissionszuteilungen aus späteren Jahren vorgezogen („Frontloading"),[20] ferner werden zu Beginn zusätzliche Zertifikate ausgegeben, wenn die Preise besonders schnell oder über 45 Euro steigen.[21] Damit birgt der ETS II **isoliert erhebliche Gefahren für die intertemporale Freiheit**, weil die Preise nach den anfänglichen Dämpfungen später nur umso schneller ansteigen werden.[22] Ohne flankierende Instrumente wird ein $CO_2$-Preis von bis zu 300 Euro/Tonne vorausgesagt.[23]

Zum Vergleich: Das BEHG sieht für 2026 einen Preiskorridor von 55 bis 65 Euro/Tonne vor. Dass der damit drohende, plötzliche Preissprung erhebliche Konsequenzen für die Freiheitsausübung des überwiegenden Teils der Bevölkerung hätte und zu **enormen sozialen Verwerfungen** führen würde, liegt auf der Hand. Es droht genau die ungesicherte „Vollbremsung", die das Gebot intertemporaler Freiheitssicherung gerade verhindern soll.[24] Daher kann der **ETS II nur ein ergänzendes Instrument** sein und muss rechtzeitig **durch ordnungsrechtliche Maßnahmen vorbereitet und flankiert** werden, um die Nachfrage nach $CO_2$ zu reduzieren und den $CO_2$-Preis so auf ein freiheits- und sozialverträgliches Niveau zu senken.

Vor diesem Hintergrund ist zB. das Gebäudeenergiegesetz freiheitsschonend und nicht – wie insbesondere von der FDP Fraktion vertreten wurde – grundrechtseinschränkend.

---

[20] Art. 30d Abs. 2 RL 2003/87/EG (ETS-RL).

[21] Art. 30h Abs. 1-3 ETS-RL.

[22] Siehe dazu auch Verheyen/Franke, Reform des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Rechtliche Anforderungen und Gestaltungsoptionen, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 12.06.2023, S. 15 ff., 27, https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/reform-des-bundes-klimaschutzgesetzes/.

[23] IfW Kiel, Potential efficiency gains from the introduction of an emissions trading system for the buildings and road transport sectors in the European Union, Kiel Working Paper 2249, Mai 2023, https://www.ifw-kiel.de/de/publikationen/potential-efficiency-gains-from-the-introduction-of-an-emissions-trading-system-for-the-buildings-and-road-transport-sectors-in-the-european-union-31767/.

[24] BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021, 1 BvR 2656/18, Rn. 192.

**THESE 2: Die Klimaschutz-Governance wird durch das KSG-E an entscheidenden Stellen geschwächt und droht die verfassungsrechtlichen Defizite auf der Maßnahmenebene zu perpetuieren**

Die Aufgabe eines Klimaschutz-Rahmengesetzes wäre es, den aktuellen Verfehlungen auf der Maßnahmenebene mit einer wirksamen Governance-Struktur entgegenzutreten, um die Gefahr von (weiteren) Zielverfehlungen zu verringern und auf diese Weise das Klima, die Grundrechte und die intertemporale Freiheit zu schützen. Mit dem vorgelegten KSG-E wird an entscheidenden Stellen das Gegenteil getan:

**THESE 2a: Die Abschwächung der Sektorverantwortung (§ 4 KSG-E) gefährdet die Zielerreichung und erhöht die Gefahr einer Verletzung des Klimaschutzgebots und des Gebots intertemporaler Freiheitssicherung**

Kerninhalt des KSG-E ist die Aufgabe der verbindlichen Sektorziele zugunsten eine „sektorübergreifenden mehrjährigen Gesamtrechnung“ (§ 4 Abs. 1 KSG-E). Dies **schwächt die Steuerungsstruktur** des Gesetzes, weil eine klare Verantwortungszuweisung für Emissionsreduktionen in den einzelnen Sektoren nicht mehr gegeben ist, wenn an die Stelle der Ressortverantwortung die Gesamtverantwortung der Bundesregierung tritt.

Die Zielerreichung – also die Einhaltung des Reduktionspfades und des Pariskompatiblen Restbudgets – wird durch diese Verantwortungsdiffusion gefährdet und ein Verstoß gegen das Klimaschutzgebot (Art. 20a GG) wahrscheinlicher. Insbesondere stellt die Neuregelung eine **Gefährdung intertemporaler Freiheit** dar.[25] Der vom Bundesverfassungsgericht geforderte entwicklungsfördernde Planungshorizont setzt voraus, dass frühzeitig erkennbar ist, „welche Produkte und Verhaltensweisen (…) bald erheblich umzugestalten sind“.[26] Dies wird deutlich erschwert, wenn den relevanten Sektoren keine verbindlichen Emissionsmengen mehr zugewiesen sind, sondern diese Mengen in einer Gesamtrechnung aufgehen. Die vorgebliche **Effizienzsteigerung** einer solchen „Flexibilisierung“ ist **kaum plausibel**, da nach den gegenwärtigen Projektionen nicht ersichtlich ist, wie ein Sektor dem anderen überhaupt in größerem Umfang „aushelfen“ könnte. Damit steht der Abschaffung einer verbindlichen sektoralen Steuerung kein Gewinn gegenüber.

---

[25] Näher Verheyen/Franke, Reform des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Rechtliche Anforderungen und Gestaltungsoptionen, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 12.06.2023, S. 32 ff., https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/reform-des-bundes-klimaschutzgesetzes/.

[26] BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021, 1 BvR 2656/18, Rn. 249, 254.

**<u>THESE 2b</u>: Die Relativierungen des Nachsteuerungserfordernisses (§ 8 Abs. 1 KSG-E) gefährden die Zieleinhaltung und erhöhen die Gefahr einer Verletzung des Klimaschutzgebots und des Gebots intertemporaler Freiheitssicherung**

Die Veränderungen am Nachsteuerungsmechanismus in § 8 KSG-E sind teilweise der Umstellung auf eine nur noch sektorübergreifende Steuerung geschuldet. Die Abschaffung sektorspezifischer Sofortprogramme ist insofern eine logische Konsequenz.

Doch auch unabhängig davon weist der Nachsteuerungsmechanismus in § 8 Abs. 1 KSG-E erhebliche Defizite auf.[27] Zwar ist eine projektionsbasierte Nachsteuerung im Ausgangspunkt sinnvoll. Es ist allerdings **nicht nachvollziehbar**, weshalb eine Nachsteuerung erst dann erfolgen soll, wenn die Projektionsdaten **zwei Mal in Folge eine Überschreitung** ausweisen. Dies verzögert die Nachsteuerung, ohne dass dem irgendein erkennbarer Vorteil gegenüberstünde.[28] Es liegt auf der Hand, dass eine verzögerte Nachsteuerung die Einhaltung des verbleibenden Restbudgets gefährdet und dem Gebot intertemporaler Freiheitssicherung zuwiderläuft, weil die durch die Verzögerung auflaufenden Reduktionslasten dann in der Folge umso kurzfristiger abgebaut werden müssen.

Das Gleiche gilt für die **Ausnahme vom Nachsteuerungserfordernis** in § 8 Abs. 1 Satz 2 KSG. Danach ist eine Nachsteuerung nicht erforderlich, wenn die Bundesregierung in demselben Jahr, in dem die wiederholte Überschreitung festgestellt wurde, oder in dem vorangehenden Jahr bereits einen Nachsteuerungsbeschluss gefasst hat, der die gesetzlichen Anforderungen erfüllt. Diese Ausnahme ist insgesamt **nicht nachvollziehbar**. Nur weil (kurz) zuvor ein gesetzeskonformes Programm verabschiedet wurde, wird ein neues Programm bei einer erneuten Zielverfehlung nicht entbehrlich. Projektionen können sich z.B. auch verschlechtern und ein zuvor ausreichendes Programm aufgrund **neuer Erkenntnisse** unzureichend werden. Außerdem wäre die Ausnahme selbst dann anwendbar, wenn das zuvor **Programm nicht umgesetzt** wird. Dann hilft es aber offensichtlich nicht, dass das Programm bei Umsetzung ausreichend gewesen wäre (wobei außerdem gänzlich unklar ist, wer darüber befinden soll). Damit ist die Ausnahme in § 8 Abs. 1 Satz 2 KSG – wie das Erfordernis einer doppelten Zielverfehlung – strukturell darauf angelegt, Emissionsreduzierungen in die Zukunft zu verlagern. Dies gefährdet die Einhaltung des Klimaschutzgebots und beeinträchtigt abermals insbesondere die **intertemporale Freiheit** durch ein Aufschieben der Nachsteuerung.

---

[27] Näher zum Folgenden Verheyen/Franke, Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 05.07.2023, S. 6 ff., https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2023/A-EW_A-VW_Guenter-RA_Gutachten_KSG_und_KSP.pdf.

[28] Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022, Rn. 191.

**<u>THESE 2c</u>: Das in § 5a Satz 2 KSG-E vorgesehene Einvernehmen zwischen Ministerien zum Forschungskonsortium eröffnet die Möglichkeit, den gesamten Nachsteuerungsmechanismus des KSG zu blockieren, gefährdet so die Zieleinhaltung und erhöht die Gefahr einer Verletzung des Klimaschutzgebots und des Gebots intertemporaler Freiheitssicherung.**

Hochproblematisch ist zudem das Erfordernis, das über die Zusammensetzung des Forschungskonsortiums zur Erstellung der Projektionsdaten nach § 5a KSG ein Einvernehmen zwischen dem Bundeskanzleramt und sechs(!) Ressorts herzustellen ist. Damit wird zum einen die **wissenschaftliche Grundlage von Monitoring und Nachsteuerung politisiert**, was den Steuerungsmechanismus des KSG untergräbt und zudem „im Einklang mit dem Vergaberecht" (so § 5a Satz 2 KSG) kaum möglich sein dürfte.

Durch die Politisierung der Auswahl des Forschungskonsortiums droht der Prozess außerdem **erheblich in die Länge gezogen** zu werden. Diese Verzögerungsgefahr ist für die Governance-Struktur des KSG fatal, weil die Projektionsdaten der entscheidende Maßstab für die Zielerreichung und für die Erforderlichkeit einer Nachsteuerung sind. Bereits in der Vergangenheit wurde der Projektionsbericht erst mit Zeitverzug gegenüber den gesetzlichen Vorgaben veröffentlicht, zuletzt in diesem Jahr im August statt Ende März (vgl. § 10 Abs. 2 KSG). Nunmehr sollen die Projektionsdaten das Herzstück der Governance werden und zudem jährlich erstellt werden. Ausgerechnet hier einen überaus komplizierten Abstimmungsmechanismus zwischenzuschalten, der zudem die **Möglichkeit politischer Blockade** eröffnet, ist nicht nachvollziehbar. Die absehbaren Verzögerungen würden die Einhaltung des Klimaschutzgebots (Art. 20a GG) und abermals die **intertemporale Freiheit** gefährden. Auch die Vorschrift in § 5a Satz 2 KSG ist strukturell auf eine Verzögerung der Nachsteuerung und damit auf ein Aufschieben von Reduktionslasten auf Kosten künftiger Generationen angelegt.

**<u>These 3:</u> Chance verpasst - § 13 KSG nicht konkretisiert**

Der Gesetzentwurf bleibt auf der theoretischen Ebene und hilft in der Praxis dem Klimaschutz kurzfristig entgegen der rechtlichen Rahmensetzung des BVerfG nicht.

Gerade die aktuellen Zahlen und die Prognosen des Klimaexpertenrats hätten es gerechtfertigt, § 13 KSG als Gelenknorm zur Praxis besser nutzbar zu machen. So wie es steht und durch das Bundesverwaltungsgericht einschränkend ausgelegt wird, ist das Berücksichtigungsgebot zu schwach, um die intertemporalen Freiheitsrechte zu schützen.

Die „Klimazielverträglichkeitsprüfung" die in § 13 angelegt ist, wird sogar durch die Streichung der verbindlichen Sektorziele weiter geschwächt. Der Gesetzgeber hätte deswegen mit dieser Novelle § 13 KSG operationalisieren müssen – zumindest bis der ETS cap auf die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2027 / 2028 greift.

So hätte im Gesetz ergänzt werden müssen, dass das auf Vorhabenebene das sog. drop in the ocean Argument dann unzulässig ist, wenn die Zielerreichung insgesamt nicht durch ein schlüssiges Minderungskonzept prognostizierbar ist.

**<u>These 4</u>: Das KSG-E erschwert die Einhaltung der ESR-Ziele und birgt die Gefahr erheblicher Belastungen des Bundeshaushalts**

Schließlich erschwert das KSG-E die Einhaltung der **unionsrechtlich verbindlichen ESR-Ziele**. Die ESR teilt den Mitgliedstaaten jährliche Emissionsmengen für diejenigen Bereiche zu, die nicht dem ETS I unterfallen. Dies gilt insbesondere für den Verkehrs- und den Gebäudesektor. Die ESR-Ziele gelten **auch nach Einführung des ETS II** (s.o.) fort, sodass der Verkehrs- und Gebäudesektor dann sowohl der ESR als auch dem ETS II unterfallen.

Soweit die Mitgliedstaaten ihre Mengenziele aus eigener Kraft nicht erreichen, dürfen sie Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten **ankaufen**. Dies war für Deutschland für die Zeit von 2013 bis 2020 bereits notwendig, wenn auch noch zu moderaten Kosten möglich.[29] Angesichts der sich **deutlich verschärfenden ESR-Ziele** und steigender Preise wird ein Ankauf jedoch **künftig wesentlich teurer** werden, sofern überhaupt ausreichend Emissionszuweisungen zur Verfügung stehen. Ist dies nicht der Fall, drohen zudem Strafzahlungen infolge von Vertragsverletzungsverfahren – jedenfalls bis die verbindliche cap des ETS II wirkt. Bereits die Gesetzesbegründung zum KSG 2019 warnte vor diesem Hintergrund vor Belastungen des Bundeshaushalts: „Eine Verfehlung der europarechtlich verbindlichen Ziele führt mittelfristig zu erheblichen Zahlungspflichten. Ab 2021 werden die Vorgaben für diese Bereiche nochmals erheblich verschärft.“[30]

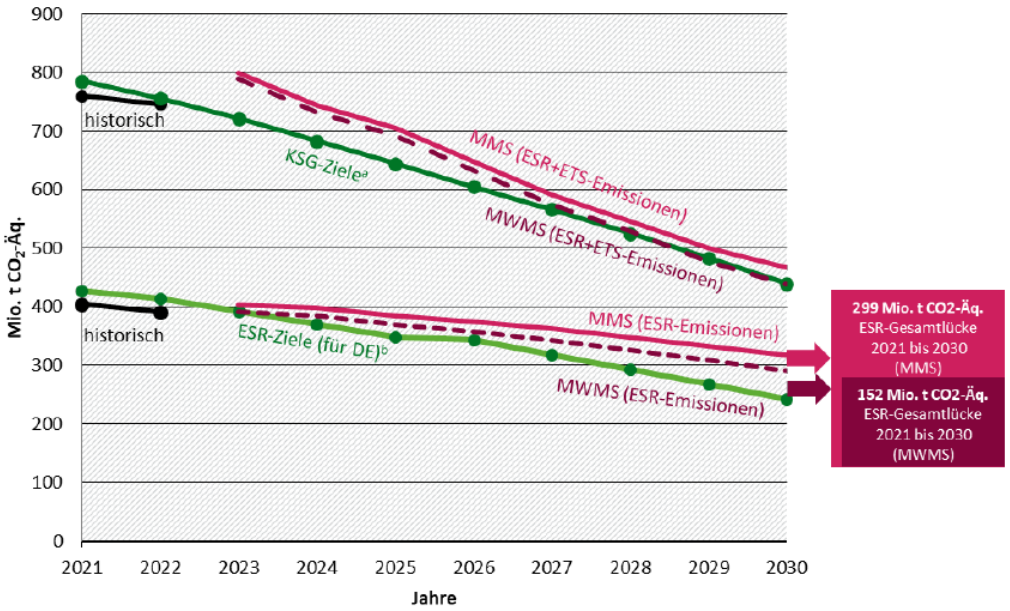
Vor diesem Hintergrund ist es äußerst problematisch, dass die im Projektionsbericht 2023 prognostizierte Erfüllungslücke ganz überwiegend auf den ESR-Bereich zurückgeht. Konkret wird die ESR-Lücke auf 299 Mt $CO_2$-Äq. bei Zugrundelegung nur der bereits verabschiedeten Maßnahmen (MMS) und immer noch 152 Mt $CO_2$-Äq. bei zusätzlicher Einbeziehung lediglich angekündigter Maßnahmen (MWMS) projiziert:[31]

[29] Konkret 13 Millionen Euro, Unterrichtung des Bundesrates durch die Bundesregierung, Übersicht nach § 7 Absatz 2 Bundes-Klimaschutzgesetz siehe BR-Drs. 399/23, S. 2.

[30] BT-Drs. 19/14337, S. 1, 17.

[31] BT-Drs. 20/8455, S. 76, dort auch die folgende Abbildung.

**Abbildung 6: Projektion der Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021 bis 2030**




Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; historische Daten: Umweltbundesamt (2023), (EEA 2023).
Anmerkung: [a] KSG-Ziele interpoliert. [b] Die ESR-Ziele wurden aufgrund historischer Daten bis 2022 sowie Projektionsdaten für 2023 abgeschätzt, siehe Anhang B.1.

Die projizierte Gesamtlücke bis 2030 beläuft sich, wie oben dargestellt, auf 331 (MMS) bzw. 194 (MWMS) Mt $CO_2$-Äq., und ist somit ganz überwiegend dem ESR-Bereich zuzuordnen.

Die künftigen Kosten für einen Zukauf von Zertifikaten sind naturgemäß ungewiss. Allerdings liegt es nahe, dass sich die Preise jedenfalls **nach Einführung des ETS II an den dortigen Handelspreisen orientieren** werden, weil der Anwendungsbereich des ETS II große Überschneidungen mit der ESR aufweist. Unter Zugrundelegung eines $CO_2$-Preises von 50 bis 200 Euro/Tonne werden die Kosten für den Zukauf von Zertifikaten selbst im optimistischen **MWMS bereits auf 7,5 bis 30 Milliarden Euro** geschätzt.[32] Tatsächlich werden im ETS II $CO_2$-Preise von bis zu 300 Euro/Tonne prognostiziert (s.o.).

Vor diesem Hintergrund muss das KSG-E eine Governance-Struktur bereitstellen, die **gerade auch auf die ESR-Ziele und eine Vermeidung von Verstößen** gegen die unionsrechtlichen Vorgaben ausgerichtet ist. Solche Vorschriften hält der KSG-E nicht bereit. Stattdessen **erhöht der Entwurf die Gefahr einer ESR-Zielverfehlung**, weil die Abschaffung der Sektorziele den Handlungsdruck auf die

[32] Siehe https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/teure-luecke-deutschland-wird-eu-klima-ziele-deutlich-verfehlen/.

betroffenen Ressorts (insbesondere Gebäude und Verkehr) verringert.[33] Daher hat auch der Expertenrat für Klimafragen zumindest für den ESR-Bereich einen dezidiert sektorbezogenen Nachsteuerungsmechanismus gefordert.[34]

Konkret könnte man in § 8 KSG-E ansetzen und bei einer projizierten Überschreitung der ESR-Ziele (die in § 5a KSG-E gesondert ausgewiesen sind) verlangen, dass für den ESR-Bereich ein Programm erarbeitet wird, das ohne Ankäufe und ohne Vorziehen von Emissionszuweisungen auskommt. Dies würde die Aufgabe, Ankäufe „zu vermeiden" in § 7 Abs. 3 KSG-E stärken. Dies steht allerdings im Widerspruch zu § 8 Abs. 2 KSG-E der vorsieht, dass die Spielräume der ESR bei der Erstellung des „normalen" Nachsteuerungsprogramms genutzt werden können.

**These 5: Weitere Chancen verpasst**

- **Konkretisierung von § 3a nicht geleistet**
  Nach § 3 a „soll" der Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft zum Klimaschutz gestärkt werden, mit auf 2030, 2040 und 2045 quantifizierten Zwischenzielen. Nach den Projektionen der Bundesregierung wird sich der Sektor aber bereits 2025 von einer Netto-Senke erstmals in eine Netto-Quelle umkehren und dies bis 2040 bleiben. Keines der in § § 3a KSG angeführten Ziele wird demzufolge auch nur annähernd erreicht. Trotzdem bleibt § 3a KSG ein „soll" Ziel und auf Maßnahmenebene ist nicht ausreichend nachgesteuert. Damit wird auch hier ein kostenrisikoauslösender Verstoß gegen EU Recht sehenden Auges hingenommen.

- **Kein Hinweis auf Sozialverträglichkeit**
  Die Diskussion um die Rolle des Rahmengesetz KSG auch im Kontext der Kritik an der Sozialverträglichkeit von Klimaschutzmaßnahmen wird nicht aufgenommen. Die Abprüfung der sozialen Belange die in § 11 KSG aufgegeben ist, hat nicht stattgefunden. Die Zielerreichung des KSG muss aber sozialverträglich erfolgen. Hierzu hätte sich eine Ergänzung des § 3 angeboten. Es fehlt auch jede transparente Verknüpfung zum EU Klima-Sozialfonds[35], der zwar vorhanden aber deutlich unterdimensioniert ist.

---

[33] Dazu auch Verheyen/Franke, Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023, Gutachten im Auftrag der Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 05.07.2023, S. 6 ff., https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2023/A-EW_A-VW_Guenter-RA_Gutachten_KSG_und_KSP.pdf.

[34] Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022, Rn. 194.

[35] Verordnung (EU) 2023/955 vom 10. Mai 2023 zur Einrichtung eines Klima-Sozialfonds und zur Änderung der Verordnung (EU) 2021/1060.

- **Klimacheck für Gesetze fehlt**
  Klimaschutzmaßnahmen werden bis heute in ihrer Effektivität geschwächt oder aufgehoben durch Initiativen und Gesetze, die THG Emissionen auslösen. Deswegen steht im aktuellen Koalitionsvertrag, dass jedes Gesetz auf seine Klimaverträglichkeit geprüft werden soll. Dies ist auf EU Ebene bereits fest verankert, und auch in Deutschland kann der Klimacheck in einem formellen Gesetz erlassen werden. Ähnlich wie heute die KSG (und EU) Architektur für Klimaprogramme einen formalisieren Vorgang vorgibt, kann das auch für Gesetze geschehen. Elemente wären Datenerfassung und -aggregation, eine Informationsfunktion /Beteiligung der Öffentlichkeit und des Gesetzgebungsprozesses sowie eine fachlich-wissenschaftliche Beurteilung des jeweiligen Gesetzes.

Dem deutschen Bundestag ist insgesamt zu empfehlen den Entwurf nicht ohne erhebliche Änderungen anzunehmen. Die derzeitige Gesetzeslage ist zudem jedenfalls verfassungsfest, wenn auch die Maßnahmenebene nicht dem Gebot der intertemporalen Freiheitssicherung entspricht.

Rechtsanwältin
Dr. Roda Verheyen

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)509**

7. November 2023

# Stellungnahme
Deutscher Naturschutzring (DNR) e. V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

DNR
DEUTSCHER
NATURSCHUTZRING

Deutscher Naturschutzring e.V. | Marienstraße 19-20 | 10117 Berlin

Ihr Ansprechpartner
**Tobias Pforte-von Randow**
Koordinator
Politik & Gesellschaft /
stv. Politischer Geschäftsführer

Marienstraße 19-20
10117 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 678 1775 913
Fax +49 (0)30 / 678 1775 80
tobias.pfortevonrandow@dnr.de

www.dnr.de

**Berlin, 06.11.2023**

# Stellungnahme
## des Umweltdachverbandes Deutscher Naturschutzring (DNR) e.V.

im Rahmen der Anhörung am 08.11.2023
zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

## Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes

**Allgemeine Anmerkungen:**

Das 2019 von der Koalition aus CDU/CSU und SPD verabschiedete und 2021 nach einem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts deutlich nachgeschärfte Klimaschutzgesetz ist das mit Abstand wichtigste Instrument, um die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Es weist den einzelnen Sektoren erstmals klare Minderungspfade zu und zwingt gesetzlich zur Nachsteuerung über Klimaschutzsofortprogramme, sofern einzelne Sektoren ihre Ziele verfehlen. Über Projektions- und Monitoringberichte und die Einsetzung des Expertenrats für Klimafragen werden die Klimaschutzbemühungen und die Wirksamkeit der gewählten Maßnahmen transparent dargestellt.

Weiterhin ist Deutschland weit entfernt, seinen Beitrag zu den völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzzielen der Europäischen Union zu leisten.

Das Klimaschutzgesetz offenbart diese Versäumnisse und zwingt eigentlich zum Gegensteuern. In der Praxis hat sich allerdings gezeigt, dass der fehlende Sanktionsmechanismus dazu führt, dass sich einzelne Bundesministerien ihren gesetzlichen Verpflichtungen verweigern und keine oder ungenügende Maßnahmen nach klaren Zielverfehlungen vorlegen.

Doch statt das Klimaschutzgesetz nachzuschärfen, Verfehlungen zu sanktionieren und den Expertenrat in seinen Kompetenzen zu stärken, sollen mit dem vorliegenden Gesetzentwurf grundlegende Mechanismen dieser wichtigen Klimaschutzarchitektur abgeschafft werden.

Nachdem für die Klimazielerreichung so elementare Sektoren wie Verkehr oder Gebäude noch zu keinem Zeitpunkt ihre Verpflichtungen erfüllt haben, drängt sich der Eindruck auf, der vorliegende Gesetzentwurf diene lediglich der Verschleierung ungenügender Klimaschutzbemühungen.

Das parlamentarische Verfahren eröffnet nun die Chance, diesem Eindruck entgegenzuwirken und das Klimaschutzgesetz in seiner Substanz zu verteidigen und mit wenigen Eingriffen dauerhaft zu stärken.

**01. Die verbindlichen Sektorziele müssen beibehalten werden.**
Es besteht schon jetzt nahezu kein Spielraum, Verfehlungen in einem Sektor durch Minderungen in anderen Sektoren auszugleichen. Daher ist eine alleinige sektorenübergreifende Gesamtbewertung der Jahresemissionsmengen nicht zielführend und führt zu Verantwortungsdiffusion. Der Gesetzgeber muss vielmehr einen klaren Minderungspfad und Fahrplan aufzeigen, damit in allen Sektoren der nötige Planungsdruck und die nötige Planungssicherheit für die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität entsteht. Eine rein sektorenübergreifende Betrachtung ließe auch die Vorgaben der EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) außer Acht.

**02. Eine verbindliche jährliche Nachsteuerung ist notwendig.**
Zeitliche Verzögerungen bei der Reduktion von Emissionen würden das Erreichen der Klimaziele in weite Ferne rücken lassen. Deshalb ist es notwendig, dass die Bundesregierung nach einer festgestellten Zielverfehlung umgehend nachsteuert und nicht erst bei Zielverfehlungen in zwei aufeinanderfolgenden Jahren zusätzliche Maßnahmen vorlegen muss. Das schließt wirksame, jahresübergreifende Maßnahmen dezidiert nicht aus. Auch Maßnahmen wie eine automatische Erhöhung des $CO_2$-Preises in den Sektoren, die die Ziele verfehlen, ist wünschenswert.

**03. Koordinierung der Projektion weiterhin durch das Umweltbundeamt**
Bisher hat das Umweltbundesamt (UBA) den Projektionsbericht modelliert und hierzu Forschungskonsortien koordiniert. Der Entwurf sieht in §5a vor, dass sich die Ministerien nun eigenständig auf ein Forschungskonsortium für die Projektionsdaten einigen. Es gibt keine Frist, bis wann darüber ein Einvernehmen getroffen werden muss und keine Rechtsfolge, wenn die Ressorts sich nicht einig werden. §5a schafft damit eine hohe Gefahr von politischer Einflussnahme und Verzögerung, die die Nachsteuerung bei drohender Verfehlung der Klimaziele erheblich in Verzug brächte. Es ist daher sinnvoll, dass das UBA den Projektionsbericht auch weiterhin modelliert. Es kann unabhängig agieren und eine fristgerechte Erstellung sicherstellen.

**04. Schaffung einer Koordinationsstelle für Klimaschutz im Bundeskanzleramt und Verstetigung des Klimakabinetts**
Die Koordinierung der Klimaschutzprogramme sollte künftig in einer zu schaffenden Koordinationsstelle im Bundeskanzleramt unter der Führung des Bundeskanzlers erfolgen, um eine ressortübergreifende und ganzheitliche Klimaschutzpolitik der Bundesregierung zu gewährleisten. Die Bündelung der Kompetenzen und Koordinierungsaufgaben würde den Bundeskanzler und das Bundeskanzleramt in seiner Richtlinienkompetenz stärken, Handlungsdruck gegenüber den Ministerien aufbauen und eine ressortunabhängigere Betrachtung der nationalen Klimapolitik ermöglichen. Zudem sollte eine bestimmte Anzahl von Tagungen des Klimakabinetts im Gesetz verankert werden, um frühzeitig im Kabinett Maßnahmen für den Klimaschutz zu beraten, gemeinsame Lösungen zu finden und Streitigkeiten aus dem Weg zu räumen.

**05. Schaffung eines Maßnahmenvorschlagsrechts für den Expertenrat**

Die Kompetenzen des Expertenrats könnten um ein Maßnahmenvorschlagsrecht mit Berücksichtigungspflicht erweitert werden. Das würde bedeuten, dass der Expertenrat proaktiv Maßnahmenvorschläge im Entwurfsverfahren von Klimaschutzprogrammen einbringen kann und sich die Bundesregierung mit den Vorschlägen befassen muss. Zwar liegt die Ausgestaltung der Programme weiter bei der Bundesregierung, doch muss diese offenlegen und begründen, wenn sie Vorschläge des Expertenrats ablehnt und dies gegenüber dem Parlament verantworten. So wird der Expertenrat gestärkt und die Kontrolle der Bundesregierung bzw. der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben im Klimaschutzgesetz erweitert.

**06. Vorausschauende Verantwortung für Verstoß gegen das Effort Sharing verankern**

Im Rahmen der Europäischen Effort Sharing Regulation (ESR) ist Deutschland verpflichtet, bei der Nichteinhaltung seiner Klimaziele entweder zusätzliche EU-ETS-Zertifikate von anderen Mitgliedsstaaten zu kaufen oder (sofern dies nicht möglich ist) Strafzahlungen zu leisten.

Bereits im Referentenentwurf zum Klimaschutzgesetz von 2019 war die Verzahnung von Klimaschutzgesetz und den ESR-Verpflichtungen angelegt, im weiteren Verlauf aber vorerst gestrichen. Die anhaltende Nichterreichung der Klimaziele insbesondere in den Sektoren Verkehr und Gebäude macht spätere Ankäufe von Zertifikaten oder die Zahlung von Strafgeldern sehr wahrscheinlich. Im Sinne einer nachhaltigen Haushaltsführung und dem Verursacherprinzip ist es elementar, frühzeitig Rücklagen zu bilden und dabei die Ressorts in Verantwortung zu nehmen, in deren Geltungsbereich die Klimazielverfehlung stattfindet.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)510**

7. November 2023

# Stellungnahme
Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

# Stellungnahme

**des Deutschen Gewerkschaftsbundes zur öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**

6. November 2023

Deutscher Gewerkschaftsbund
Bundesvorstand
Abteilung Struktur-, Industrie- und Dienstleistungspolitik

**Frederik Moch**
Leiter der Abteilung

frederik.moch@dgb.de
Telefon: +49 30 24060 576

**Jan Philipp Rohde**
Referent für Klima-, Umwelt- und Nachhaltigkeitspolitik

Janphilipp.Rohde@dgb.de
Telefon: +49 30 24060 303

**Leon Krüger**
Referent für Industriepolitik

leon.krueger@dgb.de
Telefon: +49 30 24060 345

Keithstraße 1
10787 Berlin

www.dgb.de

## Zur Verbändeanhörung

Der DGB kritisiert die kurze Frist zur Stellungnahme. Das Klimaschutzgesetz beschreibt den langfristigen Handlungsrahmen von Klimaschutzmaßnahmen für Deutschland. Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, dass das BMWK eine umfassende Novellierung mit dieser kurzen Frist vorlegt. Derart kurze Fristen entziehen der Funktion einer Verbändeanhörung im demokratischen Gesetzgebungsprozess die Grundlage. Der DGB behält sich vor, im weiteren Prozess ergänzende Stellungnahme einzureichen.

## Grundsätzliches

Der DGB und seine Mitgliedsgewerkschaften unterstützen die Klimaziele der Bundesregierung. Ob Deutschland seine Klimaziele erreicht, steht und fällt damit, ob die notwendigen privaten und öffentlichen Investitionen in die klimaneutrale Modernisierung mobilisiert werden können.
Neben der Governancestruktur des Klimaschutzgesetzes muss daher sichergestellt werden, dass entsprechende investive Programme umfänglich ausgestattet und langfristig aufgesetzt werden. In Verantwortung für kommende Generationen muss die Bundesregierung die notwendigen und nicht nur die haushaltsrechtlich verfügbaren Mittel aufbringen, um die Investitionstätigkeit in Klimaschutz abzusichern.

## Verantwortlichkeit für Klimaziele sicherstellen

Das Erreichen der Klimaziele ist eine Querschnittsaufgabe über alle Ressorts der Bundesregierung. Die klare politische Verantwortlichkeit über die sektorenscharfe Betrachtung der Treibhausgasemissionsmengen folgt dieser Logik und hat deutlichen Handlungsdruck auf die verantwortlichen Ministerien ausgeübt.
Mit der sektorübergreifenden Gesamtbetrachtung wird diese Verantwortung auf die gesamte Bundesregierung übertragen und die einzelne Ressortverantwortung abgeschwächt. Mit dieser Flexibilisierung rückt der Aushandlungsprozess zwischen den Ressorts in den Mittelpunkt.
Der DGB erkennt an, dass Emissionsreduktion im Sinne von kommunizierenden Röhren ein sektoren- und ressortübergreifendes Vorgehen erfordert.

Gleichzeitig darf die neue Gesamtverantwortung nicht dazu führen, dass die notwendige Emissionsreduktion in den Sektoren, in denen bisher zu wenig passiert ist, auf andere abgewälzt wird. Die Bundesregierung muss dafür sorgen, dass Verantwortung und Anreize für Klimaschutzmaßnahmen weiter dort liegen, wo der



Stark in Arbeit.

Handlungsdruck am größten ist. Ansonsten drohen langfristige und tiefgreifende klimaneutrale Umbaupfade auf die lange Bank geschoben und einzelne Sektoren übermäßig belastet zu werden - zu Lasten von Gesellschaft und Beschäftigung. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, an sektorscharfer Emissionserfassung sowie der sektorspezifischen Emissionszuordnung festzuhalten, um so für Transparenz und Handlungsdruck zu sorgen. Dies sollte verpflichtende Grundlage für Klimaschutzmaßnahmen sein. Die geplante Gesetzesänderung darf nicht dazu führen, dass notwendige Klimaschutzmaßnahmen unterbleiben. Es besteht die Gefahr insbesondere im Verkehrssektor, wo derzeit keine Transformationsstrategie – weder des zuständigen Ministeriums noch der Bundesregierung in Gesamtverantwortung erkennbar ist, mit der die in § 3 KSG genannten nationalen Klimaschutzziele erreicht werden könnten. Diese Ziele (Reduzierung um mindestens 65 % bis 2030, um mindestens 88 % bis 2040 und um 100 % bis 2045) sind ohne drastische Reduktionen im Verkehrssektor aber auch im Gebäudebereich nicht erreichbar.

**Proaktive Maßnahmen statt Nachsteuern**

Der DGB begrüßt, dass nicht mehr die Rückschau auf Zielverfehlungen, sondern die Prognose von Emissionsentwicklungen als zentraler Maßstab für Klimaschutzmaßnahmen angelegt wird. Damit geht in die Maßnahmenplanung stärker ein, dass die Emissionsreduktion in den Sektoren nicht linear, sondern stufenweise wirkt. Dies gewährt für den Strukturwandel den notwendigen Gestaltungsspielraum und mehr Planungssicherheit für Verbraucher*innen, Kommunen und Unternehmen im Vergleich zur Wirkung der ursprünglich angelegten Sofortmaßnahmen.

**Rolle des Expertenrats ausbauen - soziale Dimension in den Blick nehmen**

Die Stärkung des unabhängigen Expertenrats bewertet der DGB positiv. Sowohl die stärkere Einbindung bei der Prognose von Emissionsentwicklungen als auch die Bewertung und das Vorschlagsrecht für geeignete Klimaschutzmaßnahmen sind ein Schritt in die richtige Richtung.
Bei der Prognose und Folgenabschätzung braucht es neben der Analyse der Emissionsentwicklung eine verbindliche Betrachtung von ökonomischen, sozialen, arbeitsmarktpolitischen und regionalen Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen. Die aktuellen Debatten zeigen, dass gerade die soziale und beschäftigungspolitische Dimension von Klimaschutz immer relevanter wird. Diese Perspektive sollte auch Ausgangspunkt für die vergleichende Bewertung von unterschiedlichen Klimaschutzmaßnahmen und notwendigen flankierenden Maßnahmen sein.
Damit diese Dimension im Expertenrat abgedeckt ist, sollte das Gremium dauerhaft um eine Expert*in für Struktur- und Arbeitsmarktpolitik erweitert werden. Dieser Ansatz war im ersten Entwurf des Klimaschutzgesetzes 2019 schon angelegt.

**Strafzahlungen an die EU vermeiden, Zukunftsinvestitionen sicherstellen**

Die Kosten für den Ankauf von Emissionszuweisungen aufgrund der europäischen Klimaschutzverordnung sollten unbedingt so gering wie möglich gehalten werden. Vielmehr ist es geboten, öffentliche Mittel zukunftsgerichtet einzusetzen

und die notwendigen Investitionen für eine Transformation der einzelnen Sektoren zu mobilisieren, Innovationen anzureizen und dadurch die Treibhausgasreduktion voranzutreiben. Entscheidend wird sein, dass Begleitmaßnahmen noch stärker Investitions- und Innovationswirkung entfalten. Auch vor diesem Hintergrund muss die Bundesregierung ihre restriktive Haushaltspolitik überdenken, die uns perspektivisch auch durch klimabezogene Strafzahlungen teuer zu stehen kommen wird.

**CO2-Bepreisung zielgerichtet einsetzen und soziale Flankierung umsetzen**

Der Referentenentwurf sieht vor, bis Ende 2024 einen Vorschlag für den Übergang vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel vorzulegen. Die europäische Harmonisierung von Maßnahmen begrüßt der DGB.
Allerdings warnt der DGB ausdrücklich davor, ab 2026 in einen freien Zertifikatehandel überzugehen. Es droht eine enorme Preisexplosion. Dies erzeugt nicht nur enorme Investitionsunsicherheiten, sondern birgt auch ein massives Risiko, alle Verbraucher*innen übermäßig zu belasten. Vielmehr sollte ein transparenter und nachvollziehbarer Preispfad definiert werden, der zudem deutlich unbürokratischer und verwaltungskostenärmer wäre.

Neben den öffentlichen Investitionen, die klimafreundliches Verhalten ermöglichen, muss die soziale Flankierung dringend nachgesteuert werden. Der DGB spricht sich für die zügige Einführung eines sozial ausdifferenzierten Klimageldes aus. Nach Auffassung des DGB ist es für die ökonomisch ausgewogene Flankierung wie auch die soziale Akzeptanz der Klimaschutzmaßnahmen unerlässlich, die Bevölkerung über ein Klimageld zu entlasten und so klimaschutzbezogene Mehrbelastungen zu kompensieren. Um der regressiven Wirkung von Klimaschutzmaßnahmen wie der CO2-Bepreisung entgegenzuwirken, sollte das Klimageld sozial ausdifferenziert ausgezahlt werden.
Der DGB erwartet, dass die diesbezüglichen Ankündigungen des Koalitionsvertrages umgesetzt werden. Die Novellierung des Klimaschutzgesetzes stellt einen gewichtigen Anlass dar, dieses Vorhaben auf den Weg zu bringen.

**Einbettung in eine Gesamtstrategie zur Bewältigung des Strukturwandels**

Eine Klimaschutzpolitik, die auf die reine Reduktion von Treibhausgasemissionen ausgerichtet ist, genügt dem Anspruch eines gerechten Strukturwandels nicht. Vielmehr muss die Treibhausgasreduktion in eine übergeordnete Strategie für die nachhaltige Entwicklung Deutschlands eingebettet werden, die sowohl Klimaschutz adressiert als auch mögliche soziale, ökologische und ökonomische Auswirkungen antizipiert und proaktiv begleitet. Deshalb müssen die klimapolitischen Maßnahmen durch eine aktive Sozial-, Arbeitsmarkt-, Innovations-, Raumordnungs-, Struktur- und Industriepolitik flankiert werden.



Stark in Arbeit.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)513**

7. November 2023

# Stellungnahme

Dipl.-Phys. Raimund Müller

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

Stellungsnahme im Bundestag als Sachverständiger zur zweiten Änderung des Klimaschutzgesetzes am 8.11.2023

Betreff:

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)
Drucksache 20/8290
Drucksache 20/8670
Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung
Drucksache 20/8150

**Zur Sinnhaftigkeit des Klimaschutzprogrammes**

## 1. Die globale Entwicklung der $CO_2$ Emissionen im Kontext zum KSG

Da sich die BRICS-Staaten, hier vor allem Indien und China, einer sofortigen aktiven $CO_2$ Reduktion verweigern (G20 Gipfel vom 10.Sept. 2023), ist die westliche Welt nicht in der Lage, den $CO_2$ Gehalt massgeblich zu reduzieren.
China ist heute für 55% des weltweiten Kohleverbrauchs verantwortlich [1]. Jährlich gingen in den vergangenen Jahren 40 GW Kohlekraftwerke in Betrieb, 300 Kohlekraftwerke (200 GW) sind in Planung und Bau. Der Kohleverbrauch Chinas steigt mit 4,6% pro Jahr. Die weltweiten $CO_2$ Emissionen aus fossilen Brennstoffen betrugen im Jahr 2021 nach statista ca 37´123 Mill. t $CO_2$. Davon

| | | |
|---|---|---|
| Deutschland | 605 Mill t $CO_2$ | also 1,6% der gesamten Emissionen |
| China | 9899 Mill t $CO_2$ | also 27% der gesamten Emissionen |
| Indien | 2302 Mill t $CO_2$ | also 6,2% der gesamten Emissionen |
| USA | 4700 Mill t $CO_2$ | also 13,6% der gesamten Emissionen |

Allein die chinesische Steigerung von 2017 bis 2021 entspricht der gesamtdeutschen Emission. Mit Inbetriebnahme der in Planung und Bau befindlichen Kohlekraftwerke wird sich das nicht verringern, denn das Wirtschaftswachstum Chinas wird bis 2030 bei 4% pro Jahr (bisher 4,5%) liegen. Das Einsparziel der Bundesregierung bis 2030 liegt bei jährlich 40 Mill t $CO_2$. In China wird die $CO_2$ Emission durch neue Kraftwerke jährlich um 200 Mio t $CO_2$ erhöht. Also dem fünffachen der deutschen Einsparung.

Die westliche Welt als Gemeinschaft plant eine Einsparung bis 2030 von 5400 Mill t $CO_2$. Der weltweite Primärenergiebedarf wird aber von heute 24 PWh bis 2050 mit 58 PWh um 140% wachsen. Der prozentuale Anteil fossiler Brennstoffe wird von heute 66% dann zwar auf 42% sinken, aber nominal um 53% gegenüber heute wachsen!! Weitere Emittenten, die in den nächsten Jahren deutlich zulegen sind Indien und Afrika. Bis 2050 wird in Indien die $CO_2$ Emission um 30% steigen (nach IEA), das ist 130% mehr als die gesamtdeutsche Emission.

Der Anteil an regenerativen Energien in China liegt bei 4% (863 TWh) der Primärenergie. Auch wenn er mit 25% pro Jahr wächst, wird er in 2030 kaum über 13% (4115 TWh) liegen. Dem gegenüber werden fossile Brennstoffe um 28%, das sind 5794 TWh, steigen, ein Anstieg der deutlich grösser ist als die gesamte regenerativ erzeugte Energie.

95% des weltweiten Wachstums findet in den armen Regionen der Welt statt.

Damit wird die Gesamtemission der Welt in 2030 bei ca. 42 Mrd t $CO_2$ liegen also 13,5% mehr als heute, obwohl die westliche Welt 5,4 Mrd t $CO_2$ eingespart hat. Das ist gegenüber 1990 fast eine Verdoppelung. Wenn die Welt klimaneutral bis 2050 werden will, müssten jährlich 1400 Mill t $CO_2$ eingespart werden. Das aber ist nicht ansatzweise realistisch.

Zudem sehen wir gerade, dass die Ölindustrie auf Wachstum setzt. Cheffron und Exxon setzen mit Investitionen von jeweils über 55 Mrd. $ auf einen Zukunftsmarkt. Die Ölnachfrage stieg von 84 Mill Barrel/d in 2005 auf 102 Mill Barrel/d in 2023 und wird 2030 vorraussichtlich bei 116 Mill Barrel/d liegen.

Das Klimaschutzgesetz der Bundesregierung wird angesichts dieser Tatsachen im Sinne des «Klimaschutzes» nichts bewirken. Im Gegenteil, die deutsche Industrie und der grosse Mittelstand wandern ab. Energie-intensive Produktionen werden eingestellt oder wandern ins Ausland ab, wo sie dann mit milderen Gesetzen den $CO_2$ Ausstoss verstärken.

Der Kernenergieanteil an dem weltweiten Primärenergiebedarf liegt bei 4,9%. Der Anteil an PV und Windkraft liegt bei 2,1% (2021). Das ist nicht mal die Hälfte.

**Fazit:**
**Das faktische Handeln der Regierungen weltweit belegt, dass der $CO_2$ Anstieg sich unvermindert fortsetzt, unabhängig von den Handlungsweisen der westlichen Welt und insbesondere der von Deutschland. Der von Deutschland aktuell geführte Ansatz kann so nicht zielführend sein.**

## 2. Die Entwicklung der $CO_2$ Konzentration und deren Ursache.

Der im ersten Teil geführte Diskurs mag erschreckend sein. Die aktuellen Forschungen lassen dieses Thema auch von einem anderen Blickwinkel aus betrachten.

Wenn wir $CO_2$ als Treibhausgas betrachten, ist es wichtig, stets die aktuellen wissenschaftlichen Kenntnisse dazu zu berücksichtigen. Insbesondere in den letzten Monaten sind eine Vielzahl von Forschugsberichten publiziert worden, deren Aussagen eine wichtige Ergänzung zu denen von IPCC darstellen. Eine Auswahl an Belegen dazu im Anhang. Die veröffentlichte Arbeit [13] geht auch in diese Richtung und soll kurz skizziert werden, da sie auch Einblick in die Sinnhaftigkeit exzessiver „Klimaschutzmassnahmen“ liefert.
Die Grundlagen der Arbeit betreffen die Frage der Auswirkungen des $CO_2$ in der Atmosphäre. Es geht nicht um die sog. Sensitivität, die aussagt um wieviel die Erdtemperatur bei Verdoppelung des $CO_2$ ansteigt. Es geht um die Frage wie stark die $CO_2$ Konzentration in Zukunft ansteigt- in Abhängigkeit der anthropogenen Emissionen. Hierbei ist die Grundlage jeder Diskussion die Frage der Verweildauer eines $CO_2$ Moleküls in der Atmosphäre. Wenn diese kurz ist, baut es sich schnell wieder ab, wenn es lange ist, kumuliert die Anhäufung immer weiter. Bisher gab es seitens IPCC nur nicht physikalisch begründbare Annahmen dazu. Hier konnten auf Basis von Messdaten [1], [2], [4], die über einen Zeitraum von 270 Jahren vorliegen, einige Aussagen hinsichtlich der Verweilzeit des $CO_2$, sowie dem Absorptionsverhalten von Biosphäre und Hydrosphäre getroffen werden.
Von den durch fossile Brennstoffe $E_{FF}$ und aus land use change $E_{LUC}$ verursachten $CO_2$ Emissionen verbleibt ein Anteil von 45% in der Atmosphäre, 55% werden absorbiert. Davon wurden 36,6% der Emissionen in den Ozeanen absorbiert, 61,5% in der Biomasse und Erdoberfläche.
Im Jahre 2020 sind die gesamten natürlichen Emissionen aus Biomasse und Ozeanen auf 197 GtC gestiegen. Die Gesamtemissionen inkl. fossiler Emissionen, Biomasseverbrennung und durch Temperaturerhöhung der Ozeane betrug 227,5 GtC.
Aus der Auswertung der verfügbaren Daten wurden drei bemerkenswerte Erkenntnisse erzielt:

1. Die Absorption in den Ozeanen ist durch das sog. Henry´s Law abhängig von der $CO_2$ Konzentration in der Atmosphäre.
2. Ebenso ist die $CO_2$ Absorption der Biomasse abhängig vom $CO_2$ Gehalt, was auch in der Biomasse-Zunahme zu erkennen ist.
3. Bei Verdoppelung der $CO_2$ Konzentration verdoppelt sich die Aufnahmemenge. Das Verhältnis von $CO_2$ Absorption und $CO_2$ Gehalt ist somit konstant. Das konnte belegt werden über den Zeitraum von 270 Jahren. Deren Verhältnis zu C(t) ist außerordentlich stabil. Dies wiederum belegt, dass keine Sättigung oder Abschwächung der $CO_2$-Absorption zu erwarten ist.

Zu 2.: Die Erde wird grüner:

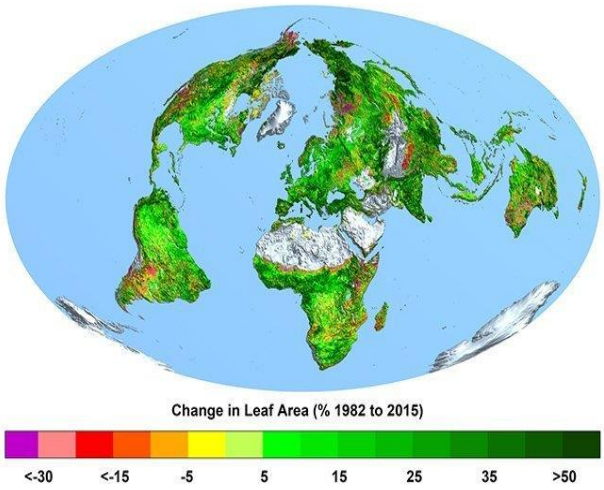



*Abb. 1 Auswertung NASA siehe [5]*

Ein Nebeneffekt des Anstiegs des $CO_2$ Gehaltes der Atmosphäre ist jetzt sogar aus dem Weltraum zu sehen: Die Erde wird grüner. Das liegt daran, dass der steigende $CO_2$-Gehalt der Atmosphäre wie ein Wachstumsbeschleuniger für die Vegetation wirkt. Eine Analyse von Satellitenbildern zeigt, dass die Pflanzendecke auf einem großen Teil der Landflächen dadurch üppiger geworden ist. Die Zunahme der grünen Biomasse entspricht einem grünen Kontinent, der doppelt so groß ist wie die USA. Das ist eine Zunahme von 21 % innerhalb von 33 Jahren. Die Biomasse ist seit 1950 um 30% gestiegen!!!- Die Sahelzone ergrünt gerade wieder und die Ozeane absorbieren 50% mehr als vor 200 Jahren. Eine detaillierte Analyse des IPCC-Berichts AR5 Kapitel 6 Abb. 6.1 bestätigt den zusätzlichen natürlichen Emissionsanstieg seit 1750 um 29,2 Gt pro Jahr.

Zu 3.: Die Proportionalität:

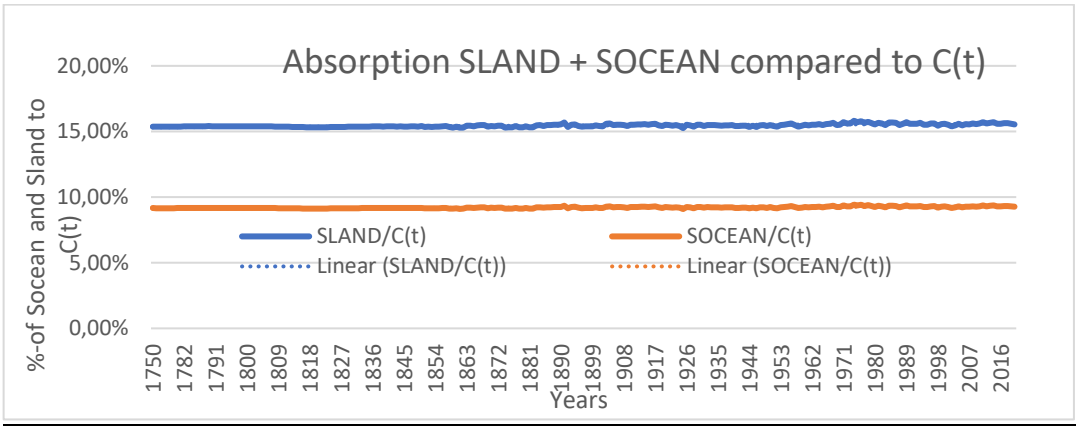



*Abb. 2: Die relative Absorption von Ozean und Land bleibt über 270 Jahre konstant.*

Wenn die Absorptionen der natürlichen $CO_2$ Senken also proportional zum $CO_2$ Gehalt der Luft sind, bedeutet dies, dass der Anteil der Absorptionsmenge aus anthropogenen Quellen konstant bleibt, auch wenn die anthropogenen Emissionen sinken. Bei einer Abnahme der Emissionen um 45% bleibt somit der $CO_2$ Pegel in der Atmosphäre konstant, da der Partialdruck konstant bleibt.

Das Ergebnis der Arbeit belegt, dass die Verweildauer des $CO_2$ in der Atmosphäre nur 3,9 Jahre beträgt. Somit sind alle anthropogenen Emissionen die älter als 10 Jahre sind schon längst in den Ozeanen und der Biomasse absorbiert worden. Dies bestätigen auch Analysen der $C_{14}$ Messwerte [12]. Der Anteil des $CO_2$ Anstiegs aus rein fossilen Brennstoffen kann damit anthropogen verursacht nur

knapp 21% sein. Jedoch muss Land use change und die Holz-Verbrennung nach [2] mit eingebunden werden. Damit sind die Summe der anthropogenen Emissionen maximal 50 ppmV. Aus 140 ppmV $CO_2$-Steigerung sind das somit 36%. Also sind 64% natürliche Ursachen. Diese Ergebnisse decken sich mit den zahlreichen anderen Publikationen (siehe Referenzen).
Gerade der Aspekt der Biomasseverbrennung wird auch bei IPCC wohl übersehen. Dabei ist die Verdoppelung der Menschheit auf 8 Mrd. innerhalb der letzten 40 Jahre vorwiegend in unterentwickelten Gebieten erfolgt, in denen der tägliche Energiebedarf aus Holz und Dung besteht. Allein in Afrika wird nur dafür jährlich eine Fläche der Größe der Schweiz gerodet. In 2020 waren so die globalen Emissionen aus Biomasse-Verbrennung 13,9 GtC, die aus fossilen Energien $E_{FF}$ waren 9,5 GtC und Land use change $E_{LUC}$ waren 2,9 GtC.
Es gilt somit: Der $CO_2$-Gehalt und die Erdtemperatur sind nach dem Ende der kleinen Eiszeit auf natürliche Weise von 150 GtC/a im Jahr 1750 auf 196 GtC/a im Jahr 2009 angestiegen. Bei einem konstanten Absorptionsverhältnis entspricht dies einem natürlichen $CO_2$-Gehalt von 360 ppmV = 765 GtC. Der additive anthropogene Anteil beträgt 50ppm = 106,5 GtC. Bei Verringerung der $CO_2$-Emissionen würden wir einen raschen Rückgang auf das natürliche, jetzt erhöhte $CO_2$-Niveau erleben.

Die Berechnung der Verweildauer für jedes einzelne Jahr seit 1750 belegt dessen Konstanz:

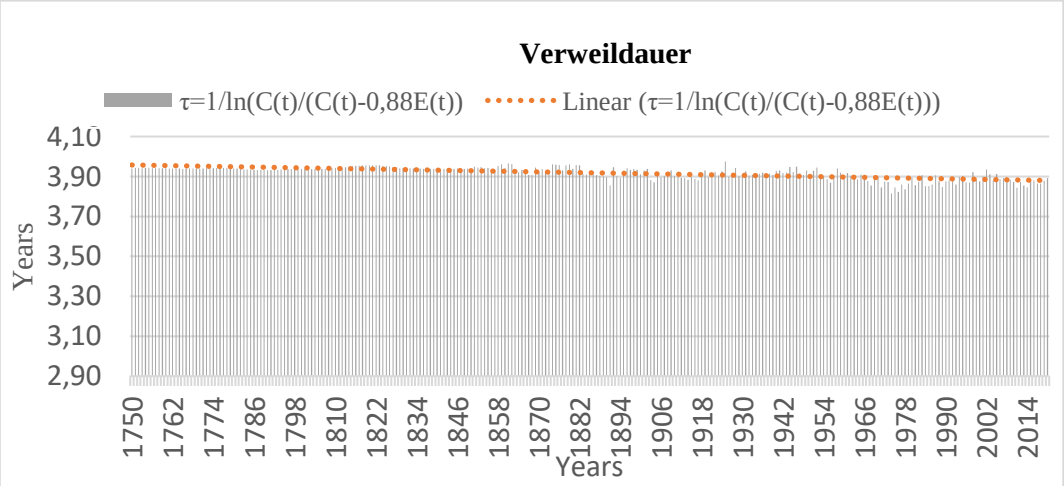



*Abb 3: Konstanz der Verweildauer über 270 Jahre.*

**Innerhalb der letzten 10 Jahre hatten wir eine gewisse Stagnation**:
Im Jahr 2010 lag der Ausstoß von $E_{ff}+E_{luc}$ bei 10,27 GtC.
Im Jahr 2020 liegen die Emissionen von $E_{ff}+E_{luc}$ mehr oder weniger konstant bei 10,38 GtC.
2010 betrug die Absorption von Land+Meer 5,71 GtC. Im Jahr 2020 beträgt die Absorption von Land+Meer 6,14 GtC, was einem Anstieg von 7,5% entspricht. Obwohl die Emissionen zum Stillstand gekommen sind, sind die Senken weiter gewachsen. Es wurde daraus geschlossen, dass eine Verringerung der Emissionen von 10 GtC/a auf 6 GtC/a die Absorptionsrate nicht verändern würde, da die durch den Partialdruck des $CO_2$ verursachte Absorptionskraft konstant bleibt. Es besteht ein konstantes Verhältnis zwischen dem Partialdruck von $CO_2$ und der Absorption. Daher würde es keinen weiteren Anstieg von C(t) geben. Bei 6 GtC/a an Emissionen und 6 GtC/a an Absorption erreichen wir ein neues Gleichgewicht.

**Fazit:**
**Es ist wichtiger in den armen Ländern der dritten Welt den Menschen günstige Energie zu geben, um die weitere Abholzung zu vermeiden. Das ist wichtiger als das Einsparen fossiler Rohstoffe und dient dem Schutz der Natur. 1990 gab es 2 Mrd. Menschen in extremer Armut. Heute sind es noch 650 Mill. Wenn diese bis 2030 die Armut überwunden haben und Zugang zu preiswerter Energie haben,**

**können wir als Exportnation unsere Industrie fördern gleichzeitig die Rodungen und Umweltzerstörungen aus Biomasseverbrennung deutlich senken. Auch wenn - wie im ersten Teil belegt - der Verbrauch fossiler Brennstoffe bis 2030 um 14% steigt, wird die Auswirkung auf die Klimaerwärmung dennoch minimal sein, da der anthropogene Anteil dazu zu gering ist. Durch die kurze Verweilzeit kann die Klimaerwärmung keine anthropogen verursachten dramatischen Ausmaße annehmen. Jedoch sollten dringend die Forschungen über die Ursache des natürlichen $CO_2$ Anstiegs intensiviert werden.**

Welche Aussage können wir nur für unser Thema des Bundes-Klimaschutzgesetz nutzen? Kommen wir zu:

**3.: was ist zu tun?**

Wenn es der Regierung ernsthaft daran läge, durch fossile Brennstoffe anthropogen erzeugte $CO_2$ Emissionen zu reduzieren, dann müsste dies im globalen Massstab erfolgen. Es wäre stringend das Pareto Prinzip anzuwenden: Die 20% der Emittenten, die 80% der Emissionen verursachen, müssten reduziert werden. Alle anderen sind allenfalls Nebenkriegsschauplätze. 42% aller $CO_2$ Emissionen stammen aus Kohlekraftwerken, deutlich mehr aus Biomasseverbrennung. Hier Massnahmen zu ergreifen stünde an erster Stelle. Das erfolgt jedoch nicht. Statt auf Klimaneutralität zu pochen, was also nichts bringt, die Wirtschaft ruiniert und das Land verarmt, wären der Focus auf den wirtschaftlichen Wohlstand in Deutschland angebrachter.

Sollten negative Auswirkugen einer Klimaerwärmung dennoch entstehen, wäre ein Schutz vor dessen Folgen ratsamer als die Vermeidung von $CO_2$ Emissionen.

«Wir dürfen nicht das Klimarisiko betrachten, wir müssen das Gesamtrisiko unterscheiden»- so Brian O`Neill, Mit-Autor des UN-Klimaberichtes.

**Ein zunehmender Wohlstand mindert den Einfluss des Klimawandels. Das sind ökonomische Prinzipien.**

Die Kosten der Einsparung von $CO_2$ durch das GEG-Gesetz liegen bei ca 600.-€/t $CO_2$ bis 2400.-€/t $CO_2$. (Kosten bis 2030 sind 65 Mrd € bei einer $CO_2$ Reduktion von 10 - 40 Mill t $CO_2$). Das ist ein mehrfaches der aktuellen $CO_2$ Steuer.

In China emittieren die Kohlekraftwerke 4,9 Mrd t$CO_2$. Der chinesische Wachstumsbedarf an Energie zwischen 2020 und 2030 wird das 3-fache des gesamtdeutschen Bedarfs sein. Das entspricht dem 6-fachen der gesamtdeutschen Emission. Die CCS-Technik, in der schwarzen Pumpe von Vattenfall erprobt, ist eine in Deutschland entwickelte Technologie, deren Förderung für den Export unserer Industrie helfen könnte, wenn das Thema $CO_2$ Vermeidung weltweit weiter politisch oportun bleibt.

Der weitere extensive Ausbau der Wind und Solarenergie ist nicht empfehlenswert. Das 80%-Ziel der Stromversorgung aus Wind und Solar ist aus naturgegebenen Gründen (der Wind weht 150 Tage im Jahr unter 5m/s) nicht machbar. Weitere Anlagen zu erstellen führt nur zum kostenintensiven Abschalten oder teurem Stromexport. Das ist nicht kosteneffizient. Die preiswerteste Energie bleiben aktuell neben den KKWs nur fossile Kraftwerke. Die IV. Generation an KKW sind neue Reaktortypen mit Dual Fluid Technik. Sie sollen sicherer, effizienter und sauberer werden. Hier müssen Forschungsschwerpunkte gesetzt werden.

**Fazit**:

**Da die anthropogenen Anteile des $CO_2$ Anstiegs nur ca 36% sind, müssen alle Massnahmen der $CO_2$ Vermeidung auch diesen Aspekt berücksichtigen. Wir können den $CO_2$ Gehalt nicht zurück drehen. Wir müssen mehr in das Wohlergehen unserer Wirtschaft und Industrie investieren, als ausschliesslich den Focus auf die Vermeidung von $CO_2$ setzen. Wenn der fosslie Brennstoffverbrauch bis 2050 um 30% bis 50% wächst, bedeuted dies: Eine Lösung kann ausschliesslich in der Bereitstellung von preiswerter und möglichst $CO_2$ freier Energie liegen - auch im Rahmen der Entwicklungshilfe für die Dritte Welt. Regenerative Energien können offensichtlich nur Segmente bedienen. Wir benötigen daher dringend Alternativen. Empfehlung: Konzentration auf $CO_2$ Verwertung und Abscheidung. Weiterhin Förderung der IV.Generation**

**der KKW. Dazu Erdgasförderung, die bestehende Kernenergie reaktivieren und Aufforstung zur $CO_2$ Bindung. Ebenso sollte dringend das Forschungsprogramm zu Fussion erweitert werden.**

**Referenzen:**


1. Global Carbon Budget, 2021, https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/21/highlights.htm.
2. bp, July 2021: *Statistical Review of World Energy* Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home (bp.com)
3. Prof Vahrenholt: *Unerwünschte Wahrheiten*
4. US Governments Energy Information Agency
5. EIA-US Greenhouse gases' effect on climate - U.S. Energy Information Administration (EIA)
6. Harde, Hermann, 2019: *What Humans Contribute to Atmospheric $CO_2$: Comparison of Carbon Cycle Models with Observations,* International Journal of Earth Sciences; Vol8 No3: 1-20. https://doi.org/10.11648/j.earth.20190803.13
7. IPPC AR6 WGI, chapter5.P.6, 2021: Carbon and Other Biogeochemical Cycles — IPCC
8. EIA-US Greenhouse gases' effect on climate - U.S. Energy Information Administration (EIA)
9. *Rising CO2 level making Earth's deserts bloom: CSIRO study* https://www.itwire.com/science-news/climate/60575-rising-co2-level-making-earths-deserts-bloom-csiro-studyir
10. Berry, Edwin X., 2019: *Human $CO_2$ Emissions Have Little Effect on Atmospheric $CO_2$*. International Journal of Atmospheric and Oceanic Sciences 3(1): 13-26. https://doi.org/10.53234/scc202301/21
11. Harde, Hermann, 2019: *What Humans Contribute to Atmospheric $CO_2$: Comparison of Carbon Cycle Models with Observations,* International Journal of Earth Sciences; Vol8 No3: 1-20. https://doi.org/10.11648/j.earth.20190803.13
12. Skrable, Kenneth, et al.: 2022: *World Atmosperic $CO_2$, its 14C Specific Activity, Non-Fossil Component, Anthropogenic Fossil Component and Emissions (1750 -2018),* Health Physics Society. https://doi.org/10.1097/HP.0000000000001485
13. Müller, Raimund, 2023: *Estimation of 3-Time for $CO_2$ and Revelle Factor*, Science of Climate Change Volume 3.3 2023. Raimund Müller (2023): Estimation of e -Time for CO2 and Revelle Factor - Science of climate change
14. John K. Dagsvik and Sigmund H. Moen *To what extent are temperature levels changing due to greenhouse gas emissions?* http://ideas.repec.org/s/ssb/dispap.html
15. Hans-Rolf Dübal 1,* and Fritz Vahrenholt, 2021: *Radiative Energy Flux Variation from 2001–2020* Atmosphere 2021, 12, 1297. https://doi.org/10.3390/atmos12101297
16. Connolly, Ronan et al., 2023: *Evidence of Urban Blending in Homogenized Temperature Records in Japan and in the United States: Implications for the Reliability of Global Land Surface Air* , American Meteorological Society. https://doi.org/10.1175/JAMC-D-22-0122.s1.
17. Zongyao Sha et al., 2022: *The global carbon sink potential of terrestrial vegetation can be increased substantially* https://doi.org/10.1038/s43247-021-00333-1
18. Science Media Center Germany gGmbH 2023-2024

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)515**

7. November 2023

# Gemeinsame Stellungnahme des
Deutschen Städte- und Gemeindebundes und des Deutschen Landkreistages

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

DEUTSCHER LANDKREISTAG

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie
Vorsitzender Klaus Ernst, MdB
Platz der Republik
11011 Berlin

per E-Mail an Klima-Energie@bundestag.de

07.11.2023

Bearbeitet von:

Nadine Schartz, LL.M. (DLT)
Telefon: +49 30 590097-318
E-Mail: nadine.schartz@landkreistag.de

Alexander Kramer (DStGB)
Telefon: +49 30 77307-117
E-Mail: alexander.kramer@dstgb.de

## Stellungnahme

**zum „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes“ (BT-Drs. 20/8290, 20/8670) sowie**
**zur Unterrichtung durch die Bundesregierung zum „Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung“ (BT-Drs. 20/8150)**

Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am 08.11.2023

Sehr geehrter Herr Ernst,

wir bedanken uns für die Möglichkeit der Stellungnahme zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung eines novellierten Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) sowie zum Klimaschutzprogramm 2023 (KSP).

Der Deutsche Städte- und Gemeindebund und der Deutsche Landkreistag begrüßen die vorgesehenen Änderungen im KSG grundsätzlich und sehen in der sektor- und jahresübergreifenden Betrachtung einen pragmatischen und sinnvollen Ansatz. Es ist dabei zu begrüßen, dass die gesetzlich fixierten Gesamtemissionsmengen nach wie vor gelten und diese weiterhin bis zum Jahr 2030 in der Summe eingehalten werden sollen. Die mehrjährige Betrachtungsweise führt dazu, dass bereits vorausschauend Maßnahmen ergriffen werden können und nicht erst dann, wenn eine Überschreitung tatsächlich festgestellt worden ist.

### Grundsätzliches

Kommunale Klimaschutzkonzepte und vor allem das Umsetzen von Klimaschutzmaßnahmen sind eine zentrale Stellschraube für den Klimaschutz im ganzen Land. Die Kommunen haben sich hier längst auf den Weg gemacht und unterstützen das nationale Ziel, bis 2045 klimaneutral zu sein. Die Rahmenbedingungen für die Kommunen werden darüber entscheiden, ob und wann die Klimaziele erreicht werden. Hier geht es um Gestaltungsfreiheit vor Ort, vor allem aber um eine angemessene Aufteilung der Kosten zwischen Bund, Ländern und Kommunen. Allein für die Umsetzung von Verkehrskonzepten, den Umbau der Flotten, die Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung oder Entsiegelung und Begrünung werden auf die Kommunen für die nächsten Jahre Beträge in Milliardenhöhe zusammenkommen. Bund und Länder müssen dafür sorgen, dass die Städte, Landkreise und Gemeinden wieder mehr investieren können. Erforderlich ist eine langfristige und hinreichende Finanzausstattung, die Kommunen die notwendige Planungssicherheit gibt. Kleinteilige Förderprogramme, die oft mit Ende einer Legislatur auslaufen, helfen nur bedingt.

Sofern es um die Bereitstellung von Förderprogrammen geht, bekräftigen der Deutsche Städte- und Gemeindebund und der Deutsche Landkreistag erneut ihre Bitte um grundlegende Anpassung der Fördersystematik. Förderanträge und auch das Abrufen von Mitteln sind in den letzten Jahren in ihrem Verfahrensumfang deutlich angewachsen und beanspruchen mithin in signifikantem Umfang Personal- und Sachmittel. Guter Klimaschutz wird nicht über kleinteilige Förderprogramme, sondern nur eine ergebnisorientierte Förderung gelingen. Bund und Länder müssen eine umfängliche Finanzierung von Maßnahmen im Bereich des Klimaschutzes sicherstellen. Dies bietet den Städten, Landkreisen und Gemeinden langfristige Planungssicherung und ist insbesondere in Zeiten von Fachkräftemangel und veränderten Inflationsdynamiken von besonderer Bedeutung. Der Deutsche Städte- und Gemeindebund sieht in der Schaffung einer neuen Gemeinschaftsaufgabe „Klimaschutz und Klimaanpassung“ eine sinnvolle Option, um Rechtsklarheit zu schaffen und die Finanzierung von kommunalen Klimaanpassungsmaßnahmen langfristig sicherzustellen.

Ebenfalls essenziell für einen beschleunigten Klimaschutz ist der Kompetenzauf- und -ausbau in Behörden und Fachämtern. Beginnend mit regelmäßig stattfindenden Webinaren rund um Förderprogramme braucht es auch einer Fachkräfteoffensive für klima- und infrastrukturrelevante Berufe. Guter Klimaschutz wird nur mit ausreichenden Personal- und Sachmitteln stattfinden können.

Und nicht zuletzt werden der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Wärmewende oder die Verkehrswende nur dann erfolgreich sein, wenn die Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter vereinfacht und beschleunigt werden.

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (BT-Drs. 20/8290, 20/8670)**

**Zu § 3b Beitrag technischer Senken**

Der neu eingefügte § 3b KSG sieht vor, dass zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auch Ziele für technische Senken für die Jahre 2035, 2040 und 2045 bestimmt werden sollen.

Aus Sicht des Deutschen Städte- und Gemeindebundes und des Deutschen Landkreistages können technische Senken, wie CO2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) sowie mittelfristig auch Nutzungstechnologien (CCU), einen Baustein zum Erreichen der Klimaneutralität 2045 darstellen. Das Bestimmen von Zielen für die kommenden Jahre ist insoweit zu begrüßen. Mit Blick auf die Neuausrichtung des KSG hin zu einer sektor- und jahresübergreifenden Gesamtbetrachtung der Jahresemissionsgesamtmengen ist auch eine Verrechnung von gespeichertem CO2 mit CO2-Minderungsmaßnahmen folgerichtig. Dennoch ist auch weiterhin an den Reduktionszielen festzuhalten und das Vermeiden von CO2 zu verfolgen.

Die Erschließung eines CCS- und CCU-Wirtschaftskreislaufs (national wie international) ist aus kommunaler Sicht sinnvoll und wichtig, da sich voraussichtlich wirtschaftlichere Ergebnisse erzielen lassen als durch zwingende Null-Emissionen bei unvermeidbaren Emittenten (z. B. der Verbrennung von biogenem Material in kommunalen Müllverbrennungsanlagen).

Kommunale Anknüpfungspunkte bestehen zudem mit Blick auf die seitens der Kommunen angestrebte weitere Nutzung der Gasverteilnetze. Dazu muss Wasserstoff methanisiert werden. Das hierfür zu bindende CO2 kann auch aus der Luft gewonnen werden. Das so gewonnene Gas wäre CO2-neutral und in Langzeitspeichern speicherbar. Diese können je nach Bedarf auch in Bedarfszeiten im Winter als Reserve zur Verfügung gestellt werden.

Weitere kommunale Betroffenheiten ergeben sich bei der möglichen Speicherung. In den bisherigen Diskussionen überwiegen hier kommunal ähnlich wie bei der Erschließung des Frackings gerade mit Blick auf mangelnde Akzeptanz, insbesondere in den für eine mögliche

Speicherung in Betracht kommenden Regionen, sehr kritische Einschätzungen. Es gilt deshalb bei allen Überlegungen für eine mögliche nationale Speicherung von vornherein die Frage der kommunalen Einbindung und Berücksichtigung der Akzeptanz mitzudenken. Derartige Fragestellungen stehen aber einer Verstärkung der entsprechenden Forschungen und Entwicklungen zur Kohlendioxid-Abscheidung, zum Transport und zur Nutzung nicht entgegen.

**Zu § 4 Jahresemissionsgesamtmengen**

§ 4 Abs. 1 KSG sieht vor, dass zur Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele künftig eine sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung durchgeführt wird. Hinsichtlich einer Überschreitung der zur Zielerreichung festgelegten Jahresemissionsgesamtmengen werden zukünftig Projektionsdaten zur Bewertung herangezogen, um eine mehrjährige und vorausschauende Betrachtung vorzunehmen. Entscheidend für die Auslösung einer Nachsteuerung wird nunmehr eine sektor- und jahresübergreifende Gesamtbetrachtung der Jahresemissionsgesamtmengen der Jahre 2021 bis einschließlich 2030. Ergibt die Prognose in zwei aufeinanderfolgenden Jahren, dass die Jahresemissionsgesamtmengen in Summe überschritten werden, so beschließt die Bundesregierung Maßnahmen, die die Einhaltung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen sicherstellen.

Es ist zu begrüßen, dass die gesetzlich fixierten Gesamtemissionsmengen nach wie vor gelten und diese weiterhin bis zum Jahr 2030 in der Summe eingehalten werden sollen. Aus Sicht des Deutschen Städte- und Gemeindebundes und des Deutschen Landkreistages stellt die vorgesehene sektorübergreifende Betrachtung einen pragmatischen und sinnvollen Ansatz dar. In den vergangenen Jahren haben die Sektoren „Energiewirtschaft“, „Industrie“, „Landwirtschaft“ und „Abfallwirtschaft und Sonstige“ die sektorspezifischen Jahresemissionsmengen (teils deutlich) unterschritten. Nur die Sektoren „Verkehr“ und „Gebäude“ haben die sektorspezifischen Jahresemissionsmengen überschritten.

Die vergangenen, krisengeprägten Jahre haben jedoch gezeigt, dass es in den einzelnen Sektoren zu starken Schwankungen kommen kann, die zu einem Über- oder Unterschreiten führen können. Dennoch wurden die Jahresemissionsmengen in der Summe eingehalten. Um eine bessere Planbarkeit für alle Sektoren und damit Ressorts zu erreichen, ist die Neuausrichtung auf die Jahresemissionsgesamtmenge sinnvoll.

**Zu § 5 Monitoring, Jahresemissionsmengen und zu § 5a Projektionsdaten**

Es ist zu begrüßen, dass in dem jährlichen Monitoring nach § 5 Abs. 2 Nr. 1 KSG und den Projektionsberichten nach § 5a Satz 1 KSG auch weiterhin die erreichten Emissionsminderungen je Sektor separat ausgewiesen werden sollen.

Hierdurch wird die Gefahr gebannt, dass Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasen für bestimmte Sektoren in die Zukunft verschoben werden oder sich die für die Sektoren verantwortlichen Bundesministerien nicht verantwortlich fühlen, die gesetzten Ziele zu erreichen.

**Zu § 8 Vorgehen bei Überschreitung der Jahresemissionsgesamtmengen**

Nach den vorgeschlagenen Änderungen des KSG soll neben der sektorübergreifenden auch eine mehrjährige und vorausschauende Betrachtungsweise vorgenommen werden, um Maßnahmen beim Überschreiten der Jahresemissionsgesamtmengen zu ergreifen. § 8 Abs. 1 Satz 1 KSG sieht demnach vor, dass die Bundesregierung Maßnahmen ergreifen muss, die die Einhaltung der Jahresemissionsgesamtmengen für die Jahre sicherstellt, in denen die Projektionsdaten nach § 5a KSG für zwei aufeinanderfolgende Jahre eine Überschreitung der Jahresemissionsgesamtmenge feststellen. Nach dem bisherigen KSG muss das für die Überschreitung zuständige Bundesministerium ein Sofortprogramm vorlegen, wenn die Emissionsdaten eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge aufweisen.

Durch die vorgesehenen Änderungen ist das Ergreifen von Maßnahmen somit schon dann möglich, wenn die Projektionsdaten im Vorfeld ein Überschreiten feststellen und nicht erst dann, wenn eine Überschreitung tatsächlich festgestellt worden ist. Auch dies ist aus Sicht des Deutschen Städte- und Gemeindebundes und des Deutschen Landkreistages ein pragmatischer und sinnvoller Ansatz.

Zudem sieht § 8 Abs. 2 Satz 1 KSG vor, dass insbesondere diejenigen Bundesministerien Vorschläge für Maßnahmen vorlegen müssen, die zur Überschreitung beigetragen haben. Aus diesem Grund ist auch durch die Neufassung gewährleistet, dass besonders die betroffenen Bundesministerien gefordert sind, angemessene Maßnahmen vorzuschlagen.

**Zu § 12 Aufgaben des Expertenrates für Klimafragen**

Eine unabhängige und wissenschaftliche Begleitung bei der Umsetzung gesetzlicher Vorgaben halten wir für richtig. Die Stärkung der Rolle des Expertenrats kann zielführend sein, wenn dies nicht zu Verzögerungen und weniger Verbindlichkeit führt. Aus unserer Sicht ebenso zielführend wäre es, dem Umweltbundesamt mit seiner etablierten Rolle und seinen Strukturen mehr Gewicht zu verleihen und geeignete Instrumente an die Hand zu geben.

**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung“ (BT-Drs. 20/8150)**

Der Deutsche Städte- und Gemeindebund und der Deutsche Landkreistag begrüßen die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2023. Diese können einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele leisten.

**Maßnahmen im Energiebereich**

Die Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien müssen vor Ort umsetzbar sein. Dazu bedarf es einer Beibehaltung der kommunalen Steuerungshoheit und einer ausreichenden Einbeziehung der kommunalen Ebene. Herausforderungen wie Flächenkonkurrenzen und der Netzausbau müssen im Blick gehalten werden.

**Maßnahmen im Gebäudebereich**

Wesentlich ist, dass die angekündigten Fördervorhaben schnellstmöglich umgesetzt werden und die Finanzierung für Kommunen sichergestellt wird. Um den Erfolg der Gebäudesanierung und auch der Wärmeplanung zu gewährleisten, bedarf es klarer gesetzlicher Rahmenbedingungen für Städte, Landkreise und Gemeinden.

**Maßnahmen im Verkehrsbereich**

Die genannten Maßnahmen im Verkehrsbereich müssen auch mit tatsächlichen Mitteln und Programmen hinterlegt und die vorhandenen Förderzeiträume ausgeweitet werden. Die Kommunen brauchen Planungssicherheit, damit sie Personal einstellen und die Verkehrsinfrastruktur auf mehr Klimaschutz ausrichten können. Ebenso muss der rechtlich-regulatorische Rahmen, angefangen bei StVG und StVO, stärker auf Klimaschutz, kommunale Entscheidungsspielräume und schnellere Planungsverfahren angepasst werden.

**Maßnahmen in der Landwirtschaft**

Die Ziele, Ökosysteme zu schützen, zu stärken und wiederherzustellen und in einem umfassenden Ansatz zur Verbesserung des Klima- und Biodiversitätsschutzes beizutragen, werden grundsätzlich begrüßt. Hierzu braucht es jedoch weiterer Fördermöglichkeiten für Waldumbau und Wiederbewaldung. Die Verantwortung der GAK-Mittel müssen insoweit beim Bundeslandwirtschaftsministerium verbleiben.

**Sektorübergreifende Maßnahmen und Maßnahmen zur Gestaltung einer sozial gerechten Transformation**

Der Deutsche Städte- und Gemeindebund und der Deutsche Landkreistag begrüßen den Ansatz der ressortübergreifenden Zusammenarbeit, um Klimaschutzziele gemeinsam und möglichst effektiv zu erreichen.

Wir wären Ihnen dankbar, wenn Sie unsere Anmerkungen berücksichtigen, und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)516**

7. November 2023

# Stellungnahme

Christoph Bals, Germanwatch e. V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes**
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
**Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung**
BT-Drucksache 20/8150

**Siehe Anlage**

# Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 8. November 2023

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung
des Bundes-Klimaschutzgesetzes
BT-Drucksachen 20/8290, 20/8670

Unterrichtung durch die Bundesregierung
Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung
BT-Drucksache 20/8150

Christoph Bals, Politischer Geschäftsführer Germanwatch e.V.

## I. Einleitung und Bewertungsmaßstab für KSG-E und KSP 2023

Die gegenwärtigen deutschen Klimapolitikmaßnahmen - damit vor allem der vorliegende Entwurf der Bundesregierung zur Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG-E) sowie das Klimaschutzprogramm 2023 - müssen sich an den Vorgaben des Paris Abkommens, den EU-Regulierungen, den Vorgaben des Klimabeschlusses des BVerfG von März 2021 und letztendlich an den von den Ampelfraktionen selbst gesetzten Ansprüchen messen lassen.

Die Ampelkoalition hat zu Beginn der Legislaturperiode angekündigt, die Emissionsreduktionsziele für 2030 nach gültigem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) rechtssicher zu erreichen und Deutschland wieder auf einen Pfad für einen fairen Beitrag Deutschlands zum 1,5 Grad-Limit zu bringen. Dazu reicht eine alleinige Minderung der inländischen Treibhausgasemissionen um 65% bis 2030, wie es das KSG vorsieht, nicht aus. Zusätzlich sollte eine stringente deutsche Klimaaußenpolitik und entsprechende Klimafinanzierung dazu beitragen, dass die Staatengemeinschaft insgesamt schnellstmöglich den Peak fossiler Energienutzung erreicht und bis 2030 der Hochlauf der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in einer Größenordnung gegeben ist, dass die Treibhausgasemissionen weltweit um ca. die Hälfte sinken. Diese Ziele stehen im Zentrum des UN-Klimagipfels (COP 28) in Dubai, der Ende November beginnt.

Aufgrund der zu langsamen Schritte bisher in vergangenen und auch noch in dieser Legislaturperiode, muss das deutsche Tempo zur Umsetzung des Klimaschutzes um mindestens den Faktor drei beschleunigt werden. Wie der Klimabeschluss des BVerfG, der Klimaschutz zum justiziablen Menschenrecht erklärt hat, betont hat, gilt es dabei die „intertemporale Freiheitssicherung“ zu beachten. Das bedeutet, dass in der Abwägung zu ergreifender klimapolitischer Maßnahmen die Freiheitsausübung aller

Generationen ausbalanciert werden muss. Klimaschutzmaßnahmen dürfen nicht verschleppt und einseitig zulasten jüngerer Generationen verschoben werden, denen dann nur noch ein Crashkurs bleibt, der ihre Freiheitsrechte aushebelt.

Eine in diesem Sinne ausgewogene Klimagovernance durch das Bundes-Klimaschutzgesetz und entsprechender Klimaschutzprogramme – eben auch der vorliegende Entwurf zur Novellierung des Gesetzes und das KSP 2023 – muss diesen Ansprüchen genügen.

## II. Kritik und Empfehlungen zu ausgesuchten einzelnen Bestimmungen

Die Vorgängerkoalition hatte in einem Kraftakt nach dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichtes ein grundlegend modernisiertes Klimaschutzgesetz beschlossen, um die Verbindlichkeit der Umsetzung der neuen Klimaziele im Sinne der intergenerativen Verantwortlichkeit zu sichern. Aber die dafür notwendige Umsetzungspolitik in den Sektoren hat sie nicht mehr auf den Weg gebracht. Die Ampelkoalition hat deshalb – was die Umsetzung angeht - eine enorme Minderungslücke zum Erreichen des nächsten Zwischenziels 2030 übernommen. Zur Schließung dieser Lücke wollte sie zunächst in 2022 ein Klimaschutzsofortprogramm (KSSP) beschließen, was aber zeitlich nicht gelang. Mit dem nun vorgelegten KSP 2023 wird die Lücke zwar in einem ersten Schritt deutlich reduziert, aber nach dem UBA-Projektionsbericht 2023 wird sie nicht annähernd geschlossen. Damit wird absehbar erhebliche Treibhauslast aus diesem Jahrzehnt verschoben. Dies verstößt gegen den Grundrechtsschutz im Sinne der "intertemporalen Freiheitssicherung“. Die Gesamtlücke zu den Zielen bis zum Jahr 2030 beträgt nach beiden Szenarien (Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) sowie Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)) immer noch 331 Mio. t $CO_2$-Äquivalente (MMS) bzw. 194 Mio. t $CO_2$-Äquivalente (MWMS). Auch das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 wird nach beiden Szenarien nicht erreicht. Damit erfüllt das KSP 2023 auch die Vorgaben des KSG nicht. So auch nach Auffassung des Expertenrats für Klimafragen und Agora Verkehrswende/Energiewende in ihren jüngsten Gutachten[1]. Beide Gutachten kritisieren auch den vorgelegten Entwurf der Bundesregierung zur Novellierung des KSG als unzureichend und weisen auf die Risiken hin, die eine Abschwächung des Gesetzes mit sich brächte. Der Verfasser schließt sich dieser kritischen Betrachtung an.

Kritik und Vorschläge im Einzelnen:

1. Explizite Aufgabe der spezifischen Sektorenverantwortung und fehlende Verbindlichkeit des KSG

   Nach § 4 i. V. m. § 8 KSG-E wird die bisherige ex-post Bewertung von jährlich zu erfüllenden spezifischen Sektorzielen auf eine ex-ante Betrachtung in Form von Projektionsdaten umgestellt, die bewerten soll, ob die im Gesetz festgeschriebenen Jahresgesamtemissionsmengen und das sich daraus ergebende zulässige Emissionsbudget bis zum nächsten jeweiligen Zwischenziel eingehalten werden. Prinzipiell ist die Umstellung auf die vorausschauende Perspektive durchaus sinnvoll. Aber so, wie sie hier umgesetzt wird, geht damit eine höchst bedenkliche Tendenz zum Verschiebebahnhof statt zur notwendigen Verbindlichkeit einher. In der Vergangenheit nach gültigem KSG gab es wiederholt den Fall, dass Minister willentlich oder aus fachlichem Unvermögen kein dem Gesetz konformes Sofortprogramm vorgelegt haben. Bisher fehlt dem KSG ein Mechanismus, wie in einem solchen Fall der Nichtvorlage und auch ausbleibendem Beschluss des Gesamtkabinetts verfahren werden soll. Dieser Unverbindlichkeit sollte vorrangig mit einer Novellierung des Gesetzes begegnet werden.

[1] Expertenrat für Klimafragen (2023): Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023. Gemäß § 12 Abs. 3 Nr. 3 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter: https://www.expertenrat-klima.de
Rechtsanwälte Günther, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende (2023): Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023. Online verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/KSG-Reform-Teil-2/Gutachten_KSG-und-KSP_20230705.pdf

Stattdessen reagiert man jetzt mit einer Verantwortungsdiffusion, die langwierigen politischen Aushandlungsprozessen Vorschub leistet und damit die Gefahr erhöht, dass notwendige Entscheidung noch weiter in die Zukunft verschoben werden oder nicht zustande kommen. Aus dem Klimabeschluss des BVerfG hätte die gegenteilige Konsequenz gezogen werden müssen. Es gibt weitere solche verzögernden Neuregelungen im Entwurf (dazu mehr unter Punkt 4). Einzig die neue Festlegung einer konkreten Frist, innerhalb derer die Bundesregierung Maßnahmen zu beschließen hat (im selben Jahr der Auslösung des Nachsteuerungsmechanismus), stellt eine kleine Verbesserung dar, wobei auch hier nach Verstreichen der Frist, nicht klar ist was daraus folgt (dazu Vorschlag unter Punkt 5). Die Verantwortungsdiffusion durch die Aufweichung der Sektorenverantwortung lässt ein Handeln nach dem Erfahrungssatz befürchten: Wenn alle verantwortlich sind, ist keiner verantwortlich.

Aus genannten Gründen ist dringend dazu zu raten, bei der Umstellung auf eine ex-ante Betrachtung die Erfüllung konkreter Sektorvorgaben von Jahr zu Jahr sicherzustellen (dazu auch weitere Begründungen unter Punkt 2 und 3) und weiter klare Handlungsverantwortlichkeiten festzulegen. Auf jeden Fall muss die Verbindlichkeit der Umsetzung gesichert werden.

2. Keine Verschiebungsmasse zwischen den Sektoren

Der Gesetzentwurf suggeriert mit seinem neuen Hauptfokus auf die Einhaltung von Jahresemissionsgesamtmengen, dass es in der Vergangenheit bzw. in der Zukunft Sektoren gab oder geben wird, die in großem Maße übererfüllt haben oder werden, so dass andere Sektoren zukünftig weniger leisten könnten. Das ist aber gar nicht der Fall. So war auch die Zielerreichung des 2020-Reduktionsziels im konkreten Bezugsjahr nur der Corona-Krise geschuldet. Ein Jahr später kam es wieder zur Überschreitung. Insgesamt musste Deutschland sogar wegen der Zielverfehlungen aufgrund der Vorgaben im Effort-Sharing für die Verpflichtungsperiode bis ins Jahr 2020 hinein Zertifikate wegen nicht Zielerreichung im EU-Ausland zukaufen. Da wird Geld für den Einkauf von Zertifikaten ausgegeben, statt es für die beschleunigte Transformation in Deutschland einzusetzen. Auch die im vergangenen Jahr erreichte Jahresemissionsgesamtmenge ist vorrangig durch die Krisenzeit aufgrund des russischen Angriffskrieges und damit einem Rückgang der deutschen Wirtschaftsleistung zu erklären. Indem man den Rückgang der Emissionen der Industrie mit anderen Sektoren gegenrechnet, kommt es zu einer doppelten Anrechnung dieses ungewollten Klimaschutzes: sowohl im ETS 1 als auch durch Gegenrechnung der Zielverfehlung im deutschen Verkehrs- und Gebäudesektor. Denn die Emissionen in den beiden Problemsektoren Verkehr und Gebäude haben ihre jeweiligen Ziele wiederholt überschritten. So erfüllt man Klimaziele auf dem Papier, aber nicht in der Realität.

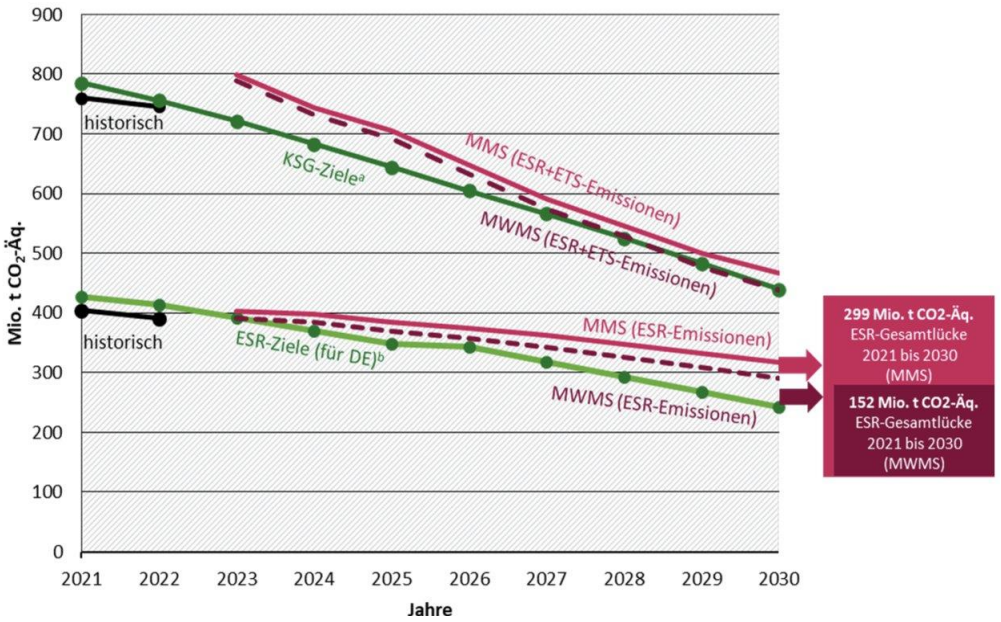
3. Absehbare Zahlungspflichten Deutschlands auf EU-Ebene

Insgesamt wirkt der Gesetzesentwurf überhaupt nicht gut abgestimmt mit den Vorgaben der EU-Klimaschutzverordnung und den dort enthaltenen neuen Effort-Sharing Zielen, so als könnte Deutschland tatsächlich unabhängig davon entscheiden, was in den sogenannten ETS 1 und 2 Sektoren passiert.

Der UBA-Projektionsbericht 2023[2] weist auf ein offensichtliches Problem hin, welches vom KSG-E grob fahrlässig nicht angegangen wird, sondern sich durch die Abschwächung der Sektorverantwortlichkeit sogar noch verstärken könnte. Hier Abbildung 6 aus UBA-Projektionsbericht 2023, S. 76:

[2] UBA-Projektionsbericht 2023: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_2023.pdf

**Abbildung 6: Projektion der Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021 bis 2030**




Die unteren Graphen zeigen sehr deutlich auf, auf welche Zielverfehlungen Deutschland voraussichtlich nach der Effort-Sharing-Regulation (ESR) zusteuert - unabhängig von den nationalen Regeln des KSG-E. Maßgeblich verantwortlich zur Zielerreichung wären die Maßnahmen in den Problemsektoren Verkehr und Gebäude. Da Deutschland schon in der Vergangenheit in diesen Sektoren Ziele nicht erreicht hat, musste es nach europäischen Regeln Emissionszertifikate mit deutschem Steuerzahlergeld zukaufen. Dies wird zukünftig aber viel teurer (Abschätzungen gehen von bis zu zweistelligen Mrd.-Beträgen aus) bzw. evtl. sogar unmöglich. Denn nach den jetzt geltenden EU-Regeln sind alle EU-Staaten in diesen Sektoren zur Zielerreichung verpflichtet. Das heißt, es müsste schon ein anderes EU-Land seine ESR-Ziele übererfüllen, damit überhaupt Zertifikate zum Zukauf zur Verfügung stünden. Diese – wenn vorhanden, sehr knappen – Zertifikate dürften dann sehr teuer sein. Wenn aber keine Zertifikate zur Verfügung stünden, läuft das auf ein EU-Vertragsverletzungsverfahren hinaus, in dessen letzter Konsequenz Deutschland Strafzahlungen in gleichem oder eher höherem Umfang leisten müsste. Eine fehlende Strategie, im Verkehrs- und Gebäudebereich die Klimaziele zu erreichen, wäre grob fahrlässig.

Stattdessen sollte darüber nachgedacht werden, dass zusätzliche Maßnahmen in diesen Sektoren in einer sozialverträglichen Strategie auf dem Weg gebracht werden. Dafür notwendige Investitionsmittel sind allemal sinnvoller eingesetzt, als ohne reale Gegenleistung Strafzahlungen leisten zu müssen. Dies hätte mit nachhaltiger Finanzpolitik nichts zu tun.

Um dieses relevante Problem in einer Novellierung des KSG anzugehen, sollte ein Mechanismus im Gesetz angelegt werden, der Fehlsteuerungen transparent macht und damit in dem Sinne diszipliniert, Ausgabenmittel sinnvoller Weise für zusätzliche Klimaschutzinvestitionen statt für Strafzahlungen zu nutzen. Mittel zur Begleichung der absehbaren Zahlungsverpflichtungen in der Zukunft aufgrund gegenwärtiger Fehlsteuerungen, sollten in einem dafür eingerichteten Fonds aufgebaut werden. Diese Mittel sollten aus den Budgets der Ministerien fließen, die die Lücke für ungenügenden Klimaschutz in ihrem Zuständigkeitsbereich zu verantworten haben. Die Verbindlichkeit durch intelligente Klimapolitik, Ziele des deutschen und europäischen Rechts tatsächlich zu erreichen, könnte so gesteigert werden.

4. Projektionsdaten des UBA

In der Vergangenheit kam es immer wieder zu Verzögerungen der rechtzeitigen Erstellung von Projektionsberichten. Diese Berichte sollen nach KSG-E nun zentraler Ausgangspunkt für die Entscheidung zur Auslösung des Nachsteuerungsmechanismus werden. Jetzt vorgezogen bis zum 15.3. eines jeden Jahres soll der Projektionsbericht des UBA rechtzeitig vorgelegt werden, damit weitere gesetzlich bestimmte Fristen eingehalten werden können. Zur Modellierung der notwendigen Daten

wird durch § 5a KSG-E ein neues Verfahren bestimmt, wonach nicht das UBA entscheidet, welche Forschungseinrichtung die Daten zuliefert, sondern im Benehmen mit sechs Ministerien (!) und dem Bundeskanzleramt soll ein Forschungskonsortium gemeinsam benannt werden. Aufgrund der bisher gemachten Erfahrungen zwischen den Ministerien mit der Beauftragung von Fremdgutachten, lässt sich nur erahnen wie lange zukünftige politische Aushandlungsprozesse in einer Bundesregierung allein nur zur Bestimmung eines Forschungskonsortiums ausfallen könnten. Diese Bestimmung kann zu erheblichen neuen Verzögerungen in der Klimagovernance führen, was durch den Klimabeschluss des BVerfG gerade ausgeschlossen werden sollte.
Der Präsident des UBA sollte als Behördenchef nach dem Gesetz verpflichtet werden, bei drohender zeitlicher Verzögerung zum März die Gründe dafür gegenüber dem Parlament öffentlich zu berichten. Besser noch könnte § 5a KSG dahingehend abgeändert werden, dass das UBA selbst durch Personal- und sonstiger Ressourcenausstattung in die Lage versetzt wird, die entsprechende Datenmodellierung vorzunehmen.

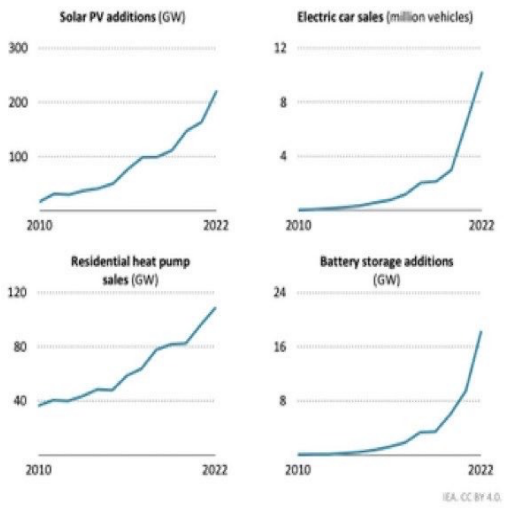
5. Stärkung des Expertenrates

   Der in dieser Stellungnahme mehrfach beklagten fehlenden Verbindlichkeit und Verantwortungsdiffusion im Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes sollte auch durch eine Stärkung des Expertenrats begegnet werden. Wenn wie in der Vergangenheit passiert, einzelne Ministerien keine oder unzureichende Maßnahmenvorschläge vorlegen, das Bundeskabinett keinen Maßnahmenbeschluss fasst oder wie aktuell mit dem KSP 2023 unzureichende Regelungen nach Bewertung des Expertenrates für Klimafragen beschließt, gibt es keine Folgebestimmungen, die greifen. Das heißt, das Gesetz leidet an Unverbindlichkeit bei unzureichender politischer Entscheidungsfindung. Um diesen Umstand zu begegnen, sollte der Expertenrat maßgeblich gestärkt und mit zusätzlichen Kompetenzen ausgestattet werden. Auch wenn die letzte Entscheidungsgewalt bei den Verfassungsorganen verbleiben muss.

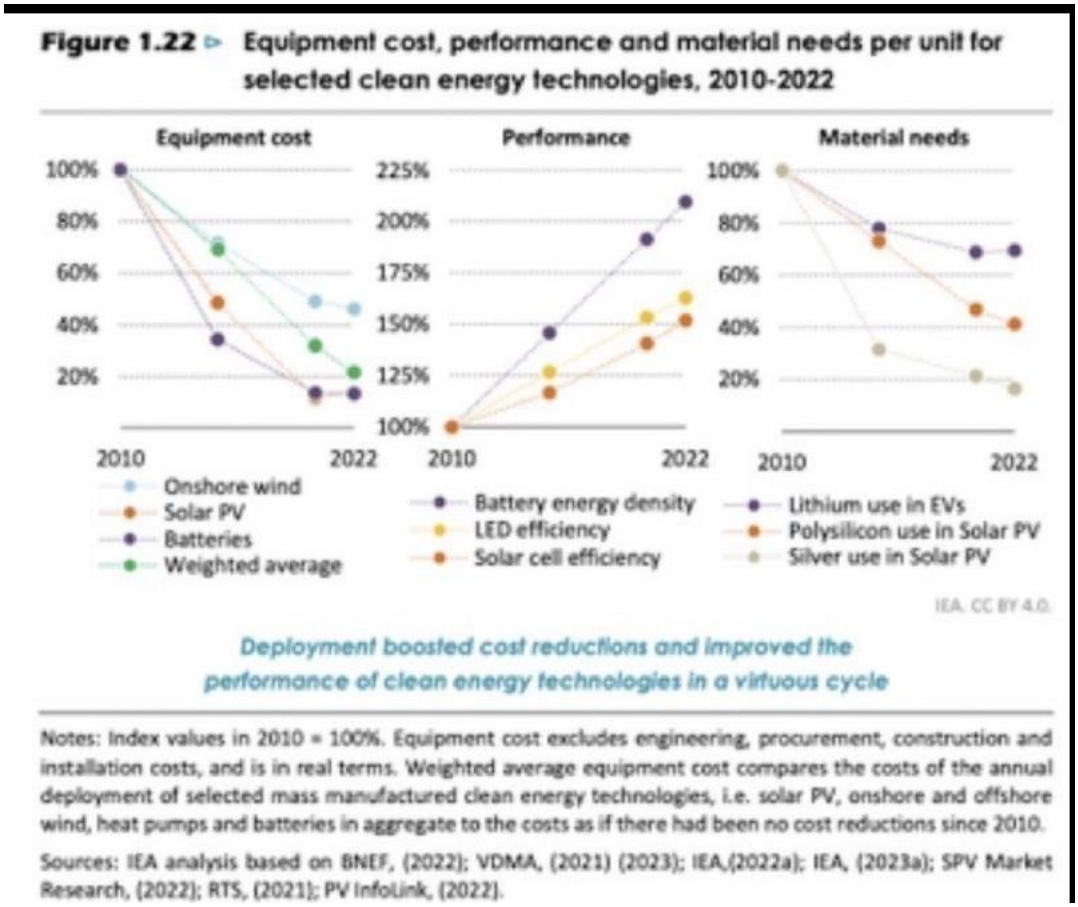
   Aber im Gesetz sollte für die o.g. Sachverhalte ein zusätzlicher Mechanismus angelegt werden. Bleibt es bei einer klimapolitisch unzureichenden Entscheidungsfindung, wonach die Fristen und Ziele des KSG nicht eingehalten werden, dann sollte der Expertenrat ein zusätzliches Maßnahmeninitiativrecht bekommen und sowohl Bundesregierung als auch der Bundestag müssen über diese Maßnahmenvorschläge befinden.

6. UN und G20-Kontext

   Deutschland hat durch eine starke Rolle in der internationalen Klimapolitik und dem Anschub der Entwicklung für Erneuerbare Energien maßgeblich dazu beigetragen, dass in der G20 – wo über 80 Prozent der Emissionen freigesetzt werden -, nun eine exponentielle Entwicklung des Einsatzes der für die Energietransformation wichtigsten Technologien stattfindet. Dies hat die IEA vor wenigen Wochen eindrucksvoll dokumentiert:



Besonders erfreulich dabei: Die Kosten für Erneuerbare Energien, Batterien, Wärmepumpen fallen stark, ihre Performance nimmt gleichzeitig deutlich zu und parallel sinken die Materialkosten pro Einheit.




Dies sollte eine starke Ermutigung sein, den notwendigen Umbau freiheitsförmig und sozial verträglich - gerade auch durch ein starkes Klimaschutzgesetz und -programm - auch in Deutschland zu befördern. Das ist eins der Themenfelder, wo die Welt auf Deutschland schaut und wo Deutschland durch eine erfolgreiche Umsetzung Wirkung in vielen G20 Ländern erreichen kann. Sei es durch multilaterale Regeln: Beim Klimagipfel in Dubai stehen verbindliche Ziele, die den exponentiellen Aufwuchs von Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz weltweit (die Elektrifizierung im Verkehrs- und Gebäudebereich spielt dabei eine Schlüsselrolle) sowie parallel dazu das notwendige Runterfahren der fossilen Energieträger, im Zentrum. Oder sei es durch Just Energy Transition Partnerschaften und eine wirkungsvolle Umsetzung des Klimaclubs. So entstehen aus der stringenten Umsetzung in Deutschland auch Optionen für den weltweiten Klimaschutz und die deutsche Wirtschaft bei ihrem Engagement in der Welt.

## 7. Fazit

Es ist sehr bedauerlich, wenn eine KSG-Novelle in dieser Situation eher als ein Versuch wirkt, das Nichterreichen der ambitionierten Ziele zu vernebeln, statt den Kompass auf Richtung Erfolg zu stellen. Es ist zu befürchten, dass es einer Verantwortungsdiffusion Vorschub leistet und zu mehr Verzögerungen zeitlicher Natur führt, was nach unserer Lesart des BVerfG-Beschlusses rechtswidrig ist. Deshalb sollten jetzt noch die wichtigsten Nachbesserungen vorgenommen werden.

Autor: Christoph Bals, Politischer Geschäftsführer Germanwatch e.V.

Germanwatch e.V.
Büro Bonn
Kaiserstr. 201
D-53113 Bonn
Tel. +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19
Internet: www.germanwatch.org

Büro Berlin
Stresemannstr. 72
D-10963 Berlin
Tel. +49 (0)30 / 5771 328-0, Fax -11
E-Mail: info@germanwatch.org

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)518**

9. November 2023

# Stellungnahme
# BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

Bundestagsdrucksache 20/8657

**Siehe Anlage**

Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 26. September 2023

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

## Stellungnahme

# BDEW Stellungnahme zum Gesetzentwurf zum „Solar-paket“

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschafts-rechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Stromerzeugung (BRats-Drs. 383/23)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

**Vorbemerkung** ..... **5**

**Executive Summary** ..... **5**

**1 Einleitung** ..... **10**

**2 Änderungen bei Solarstromanlagen** ..... **11**

2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung ..... 12

2.2 Steckersolargeräte ..... 14

2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 ..... 21

2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023 ..... 22

2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind ..... 23

2.6 PV-Modulaustauschregelung ..... 24

2.7 Änderungen bei den besonderen Solaranlagen und Einführung der Biodiversitäts-PV ..... 25

2.7.1 Einführung eines Untersegments für besondere Solaranlagen ..... 27

2.7.2 Einführung eines Sonderbonus (0,3 ct/kWh) für extensivere Agri-Photovoltaikanlagen ..... 30

**3 Änderungen bei der Direktvermarktung: Technische Anforderungen ..... 37**

**4 Mieter- und Gebäudestrom** ..... **38**

4.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells ..... 38

4.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ..... 39

**5 Änderungen beim Netzanschluss** ..... **45**

5.1 Änderungen bei der Datenabfrage ..... 45

5.2 Netzanschlussverfahren für Anlagen bis 30 kW ..... 46

5.3 Verzahnung EEG und MsbG für technische Einrichtungen klarstellen (§§ 9 und 10b EEG 2023) ..... 47
5.4 Verordnungsermächtigung für Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung ..... 48

**6 Änderungen bei Windenergieanlagen ..... 49**

6.1 Verlängerung der BNK-Frist ..... 49
6.2 Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023 50
6.3 Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b EEG 2023: ..... 52
6.4 Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023) ..... 53
6.5 Änderungen in § 55 EEG 2023 ..... 54

**7 Änderungen bei den Fördergrundlagen ..... 55**

7.1 Kommunale Beteiligung ..... 55
7.2 Änderungen bei den sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023 ..... 57
7.3 Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“ ..... 59
7.3.1 Im Gesetzentwurf vorgesehene Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“ ..... 59
7.3.2 Automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW zur Einspeisevergütung ..... 60
7.4 Änderungen bei der „Ausfallvergütung“ ..... 62
7.5 Ausgeförderte Anlagen ..... 62

**8 Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung ..... 63**

8.1 Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV ..... 64
8.2 Erfassung von Wärmedaten ..... 64

**9 Weitere Themen ..... 65**

9.1 Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate ..... 65

9.2 Messstellenbetriebsgesetz ..... 66
9.3 Umlageprivilegierungen nach dem EnFG – Anpassung von Meldepflichten und Sanktionen ..... 66
9.3.1 Unverzügliche Mitteilungspflichten nach § 52 Abs. 1 EnFG und Sanktionen ..... 66
9.3.2 Mitteilungspflichten im Belastungsausgleich zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern ..... 68
9.4 Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen ..... 69
**10 Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten ..... 70**
10.1 Klarstellung der sanktionsweisen Zahlungspflichten bei Pflichtverstößen in § 52 EEG 2023 ..... 70
10.1.1 Sanktionsweise Zahlungen bei Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 ..... 70
10.1.2 Sanktionsweise Zahlungspflichten wegen längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ..... 71
10.1.3 Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage ..... 72
10.2 Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz ..... 73
10.3 Weitere notwendige Änderungen im EnFG ..... 75
10.3.1 Änderungen der Anlage 1 des EnFG ..... 75
10.3.2 Gesetzliche Regelung des nachträglichen „Naturausgleichs“ im EnFG ..... 76
10.4 Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen ..... 77

## Vorbemerkung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Mai 2023 eine Photovoltaik-Strategie (PV-Strategie) mit Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik (PV) vorgelegt. Der BDEW hat zur PV-Strategie umfassend Stellung genommen. Der BDEW begrüßt, dass mit dem vorliegenden Regierungsentwurf für ein „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Stromerzeugung“ nun die rechtliche Umsetzung der angekündigten Maßnahmen mit wichtigen Schritten vorangebracht wird. Dieser Entwurf enthält im Vergleich zum Referentenentwurf eine Reihe zusätzlicher Punkte, die in dieser überarbeiteten Stellungnahme aus Sicht der Energiewirtschaft bewertet werden.

## Executive Summary

Über 20 Gigawatt (GW) PV-Zubau pro Jahr bedeuten, dass das Ausbautempo im Vergleich zu 2022 mindestens verdreifacht werden muss. Damit das gelingt, müssen die Rahmenbedingungen stimmen, um schnell mehr Anlagen in allen Segmenten zu errichten und diese effizient in das Energiesystem zu integrieren. Gleichzeitig gilt es die hohe Akzeptanz, die die PV in der Bevölkerung genießt, zu erhalten.

Der BDEW begrüßt, dass zusätzliche Punkte in den Regierungsentwurf eingeflossen sind, die die Branche im Rahmen der Verbändebeteiligung zum Referentenentwurf eingefordert hatte. Hervorzuheben sind dabei insbesondere folgende **Verbesserungen**, die der BDEW vorgeschlagen hat und mindestens im finalen Gesetzestext Bestand haben müssen bzw. idealerweise an der ein oder anderen Stelle im Sinne des schnelleren Ausbaus der Erneuerbaren Energien noch Verbesserungen erfahren sollten:

- **Öffnung benachteiligter Gebiete für Photovoltaik-Freiflächenanlagen**[1] (PV-FFA): Die Flächen werden für die EEG-Ausschreibung grundsätzlich vollumfänglich geöffnet, solange die Länder diese Flächen nicht ausschließen („Opt.-Out“ statt „Opt.-In“).
- **Neues eigenes Untersegment für „besondere Solaranlagen“**[2], wie Agri-, Floating-, Moor- und Parkplatz-PV, innerhalb der Ausschreibung für PV-FFA mit verbesserten EEG-Konditionen (9,5 Cent/kWh statt 7,37 Cent/kWh).
- **Bonus für extensivere Agri-PV:** Extensivere Agri-PV-Anlagen auf bestimmten Flächen, erhalten einen Bonus, wenn die Bewirtschaftung der darunter befindlichen bzw. angrenzenden Flächen die Kriterien zur weniger intensiven Nutzung erfüllt.

[1] BDEW-Forderung in: https://www.bdew.de/service/publikationen/30-vorschlaege-fuer-einen-pv-turbo/

[2] BDEW-Forderung in: https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/12-impulse-um-die-potenziale-von-agri-pv-zu-heben/

- Aus dem Referentenentwurf wurde die sehr wichtige **Duldungspflicht für Leitungen zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie für die Überfahrt und Überschwenkung zur Errichtung von Windenergieanlagen** übernommen: Die Regelung ist zu begrüßen, sie ist aber um eine Duldungspflicht auch für Batteriespeicher und um den Rückbau von EE-Anlagen zu ergänzen.
- Auch die nötige **Verschiebung des Stichtags für die Einhaltung der Anforderungen für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) vom 1. Januar 2024 auf den 1. Januar 2025 wurde im Regierungsentwurf** beibehalten**.**

Dennoch bleiben weiterhin Punkte offen, die in der PV-Strategie aufgeführt waren und nicht in den Gesetzesentwurf eingeflossen sind, so z. B. die Ermöglichung der Zuordnung von PV-Anlagen zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen (in Grundsteuer A, analog zu Windenergieanlagen an Land). Zudem besteht aus Sicht der Branche Nachbesserungsbedarf an den vorgeschlagenen Regelungen. Diese Aspekte sollten im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens nachgebessert werden.

Über die oben bereits aufgeführten wichtigen Aspekte hinaus, sind aus Sicht des BDEW aus der Vielzahl an geplanten Neuregelungen auch folgende Punkte hervorzuheben:

- **Flexibilisierung bei der Direktvermarktung**: Es ist zu begrüßen, dass die technischen Anforderungen der Direktvermarktung für die Steuerbarkeit von Kleinanlagen abgesenkt werden sollen. Hierfür hatte sich der BDEW schon lange eingesetzt.
- Vereinfachtes **Meldeverfahren für Steckersolargeräte**: Der BDEW begrüßt jede Vereinfachung und Entbürokratisierung von Meldeverfahren. Das im Entwurf vorgeschlagene Meldeverfahren wird aber nur mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen in der Praxis annähernd umsetzbar sein. Der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung ist zwar im Ausgangspunkt erkennbar entlastend gemeint – sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen. Hauptanliegen des BDEW ist es, dass alle Steckersolargeräte tatsächlich gemeldet werden und Hersteller und Verkäufer Hinweispflichten in Bezug auf technische Anforderungen und Meldepflichten erfüllen müssen. Nichtsdestotrotz sieht der BDEW die positiven Aspekte von Balkon-PV-Anlagen für die Akzeptanz der Energiewende bei Bürgerinnen und Bürgern.
- **Vereinfachtes Meldeverfahren** für Biomasseanlagen: Der BDEW begrüßt, dass für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie künftig nur noch die Meldung an den Netzbetreiber und nicht mehr die Meldung an das Marktstammdatenregister (MaStR) erforderlich ist.
- Errichtung eines **zentralen Registers** zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen: Es dürfen keine neuen bürokratischen Belastungen für die Unternehmen entstehen. Der BDEW fordert hier insbesondere die Begrenzung auf Einheiten- und

Komponentenzertifikate. Ohne konkreten Anlass sollte das Register nicht von vornherein auf alle Energieanlagen erstreckt werden.

- Verbesserungen beim bestehenden **Mieterstrommodell** und Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen **Gebäudestromversorgung**: Der BDEW begrüßt die Verbesserungen beim Mieterstrommodell, hat jedoch weitere Verbesserungsvorschläge. Hierzu gehört die Befreiung von Mieterstrom auch in der Umsetzungsoption mit dem Lieferkettenmodell. Hier ist nach aktueller Regelung die Stromsteuer zu erheben, während sie im Falle der Selbstbewirtschaftung nicht zum Tragen kommt. Damit sind Lieferkettenmodelle – also das Hauptinstrument zur Umsetzung der Mieterstrommodelle - kaum mehr wettbewerbsfähig.
- **Gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung**: Das vorgesehene Modell im Gesetzentwurf ist aus Sicht des BDEW ein in die richtige Richtung weisender Vorschlag, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere, zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststromlieferanten, Messstellen- und Netzbetreiber mit sich. Die Abwicklung dieses Modells muss praxisnäher ausgestaltet werden und mit der Branche ausführlich besprochen werden, bevor es gesetzlich festgeschrieben wird. Der BDEW schlägt ein in der Abwicklung deutlich einfacheres Gebäudestrommodell vor, bei dem nicht in die Stromlieferverträge eingegriffen wird und stattdessen lediglich eine virtuelle Zuweisung des PV-Stroms und eine finanzielle Weitergabe der Erträge vorgesehen ist.
- Änderungen an den **EEG-Fördergrundlagen**: Diese bewertet der BDEW überwiegend positiv, sieht jedoch Nachbesserungsbedarf im Detail, z. B. bei der Ausweitung der kommunalen Beteiligung.
- **Anpassung des Naturalausgleichs** der in der Testierung festgestellten energetischen und finanziellen **EEG-Differenzmengen** aus dem Vorjahr zwischen VNB und ÜNB: Der bisher nicht gesetzlich geregelte, finanzielle und physikalische Jahresausgleich in Form eines Septemberbandes zwischen VNB und ÜNB in Bezug auf EEG-Mengen (vornehmlich aus der Integration von PV-Anlagen) erzeugt einen erheblichen Abwicklungsaufwand, ein künstliches Aufblähen der Handelsvolumina sowie steigende finanzielle Risiken bei den Netzbetreibern, ohne dass das Entstehen dieser Differenzmengen im Wesentlichen in der Verantwortlichkeit der NB liegt. Eine entsprechende Regelung in § 13 Abs. 5 des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) im Sinne einer Ausgleichszahlung erscheint dem BDEW konsensfähig und daher schnell umsetzbar (s. Kap. 10.4).

**Wichtiger Anpassungsbedarf**

- Den Betrieb von **Steckersolargeräten** ohne Zweirichtungszähler lehnt der BDEW im Grundsatz ab. Durch mögliche Einspeisungen werden Steckersolargeräte Teil des Energiesystems und eingespeiste Mengen müssen erfasst werden können, weil ansonsten wichtige Informationen, u. a. für den Ausgleich von Bilanzkreisen, fehlen. Bereits die vorgesehene Anmeldung von Steckersolargeräten wird voraussichtlich nur eine geringe Anzahl wahrnehmen, zumal keinerlei Anreiz dafür - wie auch für den Einbau eines modernen Messgerätes - gesetzt wird. Aktuell gehen die Netzbetreiber von Dunkelziffern zwischen 50 und 75 % aus. Hier muss dringend Abhilfe geschaffen werden. Gleichzeitig sieht der BDEW die praktische Notwendigkeit, für eine begrenzte Zeit auch rückwärtslaufende Zähler zu dulden, um zügige Netzanschlüsse dieser Kleinstanlagen zu erreichen und gleichzeitig dem Messstellenbetreiber mit Blick auf den begonnenen oder bevorstehenden Rollout intelligenter Messsysteme eine flexiblere Handhabung zu ermöglichen. Dabei müssen jederzeit die Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers und vertriebsrechtliche Interessen im Blick behalten werden **(s. Kap. 2.2)**.
- Ein noch dringend zu klärender Punkt ist die **Begrenzung von Geboten** und Zahlungsberechtigungen. Für das Jahr 2023 wurden diese bereits vorübergehend von 20 MWp auf 100 MWp angehoben. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse in diesem Jahr verdeutlichen, dass Anlagen über 20 MWp erheblich zu einem beschleunigten und kosteneffizienten PV-Ausbau beitragen können. Ein Rückfall auf die 20 MWp Obergrenze würden im Zusammenspiel mit der Zusammenrechnungsvorschrift für Freiflächenanlagen innerhalb eines 24 Monatszeitraums gemäß § 24 Abs. 2 EEG wieder ein erhebliches Risiko einer Entschleunigung des Zubaus mit sich bringen. Aus Gründen einer raumverträglichen Flächensteuerung ist die Deckelung zudem unnötig, da diese auch über das Planungs- und Genehmigungsrecht erfolgen kann**. Die Obergrenze für Gebote und Zahlungsberechtigungen sollte daher permanent auf 100 MWp angehoben werden (s. Kap. 2).**
- Der BDEW hält es zusätzlich zu den vorliegenden Inhalten für schnell umsetzbar und besonders wirksam, die Zuordnung von Freiflächen mit PV-Anlagen zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zu ermöglichen. Dieses **steuerrechtliche Hemmnis** sollte möglichst zeitnah angegangen werden, da es sich in der Praxis negativ bei der Zurverfügungstellung von Flächen auswirkt (**s. Kap. 10.4)**. Für eine langfristige Planungs- und Finanzierungssicherheit ist zudem eine klare Zuordnung aller Formen von Photovoltaikanlagen zur Grundsteuer A vorzunehmen. Lediglich Bayern ist hier aktuell vorangegangen. Andere Länder wie z. B. Nordrhein-Westfalen praktizieren jedoch eine Zuordnung zur Grundsteuer B. Dies kann zu einer deutlichen Steigerung der Grundsteuer führen (1.000 Euro und mehr pro Hektar), die damit kontraproduktiv auf den PV-Zubau wirkt.

- Der BDEW begrüßt, dass Forderungen der Branche nach einem besseren Rahmen für **Agri-PV** und andere **besondere Solaranlagen** Eingang in den Gesetzentwurf gefunden haben und die Weichen zur Einführung der sogenannten **Biodiversitäts-PV** gestellt worden sind. Weiterhin bestehende Hürden, wie zu häufige Berichtspflichten und Überprüfung der Projekte, sollten nun ebenfalls angegangen werden. Außerdem ist es wünschenswert, die Gestaltung von **praxisgerechten Kriterien für extensivere Agri-PV** schon in dem Gesetzestext festzulegen, sodass mit einer Verordnung nach § 94a ggf. nur noch nachjustiert werden muss. Hier sollte die nachweisliche Reduzierung des Einsatzes von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln, mindestens um einen zweistelligen Prozentbetrag, ausgehend von den für die jeweiligen Flächen geltenden Vorgaben (AVV GeA), ausreichend und langwierige/teure Gutachten sollten nicht gefordert sein (**s. Kap. 2.7.2)**.
- Die **Ausschreibungsvolumina** für PV-Freiflächenanlagen (erstes Segment) in § 28a Abs. 2 EEG 2023 sollten um die für „besondere Solaranlagen“ reservierten und bis 2029 ansteigenden Volumina in § 37d Abs. 1 EEG-E **erhöht werden**. Kommt es bei der Ausschreibung im Untersegment für besondere Solaranlagen zu einer Unterzeichnung, so sollten die nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen verfallen und nicht der Ausschreibung für Freiflächenanlagen gutgeschrieben werden (**s. Kap. 2)**.
- Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der **Innovationsausschreibungen** von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die **Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte** kurzfristig erforderlich, wie für die Solar-Ausschreibungen zum 1. Januar 2023. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen (**s. Kap. 9.4)**.
- Für den zügigen PV-Ausbau sind der **Netzanschluss und der Netzausbau** enorm wichtig. Die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren kann durch **Fortschritte bei Standardisierungs- und Digitalisierungsprozessen** erheblich beschleunigt werden. Infolge der Komplexität und Vielzahl der beteiligten Akteure sollten in Bezug auf diese Thematik zeitnah weitere gemeinsame Lösungsansätze zwischen Politik, Behörden und Energiewirtschaft erarbeitet werden. Mit Blick auf die Niederspannung konnten hier in der praktischen Zusammenarbeit bereits beschleunigende Ergebnisse vorgelegt werden. Eine ausgewogene Berücksichtigung dieser Belange ermöglicht eine wirtschaftlich nachhaltige Integration des Stroms aus Photovoltaikanlagen ins Netz, fördert die Effizienz der Energieverteilung und trägt zur Beschleunigung der Energiewende bei. Die angedachten ambitionierten Ziele werden umgekehrt nicht umsetzbar sein, wenn die **Netzintegration** nicht gelingt, weil personelle Ressourcen oder ein geeigneter Rechts- und Finanzierungsrahmen beim Netzbetreiber fehlen **(s. Kap. 5).**

- Angekündigte **Entbürokratisierungsmaßnahmen** aus der PV-Strategie sollten ins Solarpaket I aufgenommen werden. So sollte etwa die Pflicht zu einer Umsatzsteuererklärung für PV-Kleinunternehmen als Maßnahme zur weiteren Entbürokratisierung entfallen. Als weitere Maßnahme der **Bürokratievermeidung** sollte die Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln bei Korrekturen im Belastungsausgleich nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) gestrichen werden. Die zugrundeliegenden Sachverhalte sind allermeist zwischen den Beteiligten unstrittig, aber nicht auf die im Gesetzentwurf vorgesehenen „unstrittige Korrektur fehlerhafter oder unvollständiger Angaben“ beschränkt (**s. Kap. 2.2)**
- Darüber hinaus sollten die kalenderjährlichen **Mitteilungspflichten der Verteilnetzbetreiber** (VNB) an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in § 50 Nr. 2 b) EnFG im Sinne der Bürokratievermeidung dahingehend angepasst werden, dass nur noch aggregierte Datensätze und nicht mehr netznutzerbezogene Einzeldaten mitgeteilt werden müssen. Bereits mittelgroße Netzbetreiber müssten ansonsten jedes Jahr Zehntausende von Daten an den ÜNB mitteilen, deren Validität allerdings bereits vorher durch einen entsprechenden Wirtschaftsprüfer testiert worden ist. Eine so hohe Granularität der Daten ist daher gar nicht erforderlich (**s. Kap 9.3.1)**.

# 1 Einleitung

Ein beschleunigter Ausbau der Photovoltaik ist eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende auf dem Weg zur Klimaneutralität. Der Zuwachs bei der PV verläuft positiv. Um diese Entwicklung weiter zu steigern und auf hohem Niveau zu halten, müssen die Rahmenbedingungen, etwa mit Blick auf Netzausbau und Netzintegration, weiter verbessert werden. Es bedarf einer Vielzahl an passgenauen Maßnahmen für die unterschiedlichen Segmente, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Der BDEW hatte bereits 2021 mit einer eigenen PV-Strategie „Die Energiewende braucht einen PV-Boom“ eine umfassende Sammlung mit rund 70 Handlungsempfehlungen vorgelegt, um den notwendigen PV-Boom auszulösen. 2022 hat der BDEW mit dem Positionspapier „30 Vorschläge für einen PV-Turbo“ (PV-Turbo-Papier) weitere Maßnahmen aufgezeigt, um den PV-Ausbau in allen Bereichen voranzubringen. Im Frühjahr 2023 kamen Papiere mit 12 Vorschlägen für die bessere Nutzung von Agri-PV und anderen besonderen Solaranlagen sowie Vorschläge zum Mieterstrom und einem neuen Gebäudestrommodell hinzu. Einen Teil der Vorschläge hat die Bundesregierung bzw. der Gesetzgeber bereits durch das „Osterpaket“ und andere Initiativen aufgegriffen und umgesetzt. Das Solarpaket greift weitere Aspekte auf, die im Detail aus Sicht des BDEW noch verbessert werden können.

Wichtig für das Erreichen der Zubauziele ist auch, dass die verschiedenen Akteure der Energiebranche, über die Ministerien und Behörden bis hin zu Landwirtschaft, Handel und

Immobilienwirtschaft sowie Umweltverbände, hinsichtlich der Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau an einem Strang ziehen. Der BDEW wird sich weiterhin konstruktiv in Gespräche mit unterschiedlichen Stakeholdern einbringen, um gemeinsam weitere Potenziale für den PV-Zubau und die Netzintegration der Anlagen zu heben.

Im Einzelnen nimmt der BDEW zum Gesetzentwurf wie folgt Stellung:

## 2 Änderungen bei Solarstromanlagen

Im Jahr 2026 soll der jährliche Leistungszubau auf 22 GW gesteigert und für die Folgejahre auf diesem hohen Niveau stabilisiert werden. Dabei soll sich der Zubau jeweils hälftig auf Dach- und Freiflächenanlagen aufteilen. Der Gesetzentwurf sieht einen stärkeren Zubau von Freiflächenanlagen, eine Erleichterung des Zubaus von PV-Dachanlagen sowie eine Vereinfachung des aktuellen Mieterstrommodells und die Errichtung eines Modells der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vor. Zudem soll die Nutzung von Steckersolargeräten erleichtert und die Netzanschlüsse beschleunigt werden.

Neben dem Ausbau regenerativer Stromerzeugung sieht der BDEW eine besondere Herausforderung bei der notwendigen **Netzintegration der PV-Anlagen**. Bereits heute geraten auch die Verteilnetze, an die nahezu 100 % der PV-Anlagen angeschlossen sind, zunehmend an ihre technischen Grenzen und stehen vor fundamentalen Herausforderungen. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen auch PV-Anlagen immer häufiger durch Netzbetreiber abgeregelt werden (Redispatch), was zu massiv steigenden Kosten führt, ohne dass dadurch mehr regenerativ erzeugter Strom genutzt werden kann. Für das Gelingen und die Akzeptanz der Energiewende ist der beschleunigte Netzausbau deshalb zentral. Hierfür sind insbesondere wirksame Maßnahmen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Sicherstellung der ausreichenden Finanzierung des Netzaus- und -umbaus unerlässlich.

Um den Anteil des nutzbaren erneuerbaren Stroms weiter zu erhöhen, ist eine wirksame Synchronisierung von Erneuerbare-Energien-Zubau und Netzkapazitäten erforderlich. Um mehr Erneuerbare-Energien-Strom aus Stromerzeugungsanlagen nutzen zu können, sollten Anreize geschaffen werden, neue Stromerzeugungsanlagen bevorzugt in Netzregionen zu realisieren und anzuschließen, die nicht bereits aufgrund laufender Netzausbaumaßnahmen stark netzengpassbehaftet sind.

Zudem ist zu erwarten, dass die nächsten **PV-Auktionen** deutlich überzeichnet sein werden, anders als bei Wind an Land. So war die letzte Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments zum 1. Juli 2023 dreifach überzeichnet. Die Ausschreibungsvolumina für das erste Segment (Freiflächenanlagen) in § 28a Abs. 2 EEG 2023 sollten um die für „besondere Solaranlagen“ reservierten und bis 2029 ansteigenden Volumina in § 37d Abs. 1 EEG-E erhöht werden. Kommt es bei der Ausschreibung im Untersegment für besondere Solaranlagen zu einer

Unterzeichnung, so sollten die nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen verfallen und nicht der Ausschreibung für Freiflächenanlagen gutgeschrieben werden.

Darüber hinaus sieht der BDEW eine Verlängerung der derzeit nur befristet für 2023 angehobenen Höchstgrenze für Gebotsgrößen von 20 auf 100 MW auch im Jahr 2024 als erforderlich an, um die Zubauziele für PV-Freiflächenanlagen zu erreichen. Darüber hinaus würde der Fortbestand zulässigen Gebotsgröße von bis zu 100 MW installierter Leistung pro Gebot die Bezuschlagung von größeren Projekten mit geringerem Förderbedarf durch Skaleneffekte ermöglichen.

### 2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung

Aktuell können Anlagen, deren Vergütung nach dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert bestimmt wird, nicht in „benachteiligten Gebieten“ errichtet werden, die Acker- oder Grünland sind (§ 48 Abs. 1 EEG 2023). Insbesondere bei Gebieten mit unterdurchschnittlicher Bodengüte trägt aber eine solarenergetische Nutzung regelmäßig zu einer Verbesserung der Biodiversität bei.

Der Regierungsentwurf sieht hingegen vor, dass anstelle der bisherigen „Opt-In-Regel“ der Länder eine „Opt-Out-Regel“ eingeführt werden soll, sowohl für die ausschreibungsbasierte als auch für die gesetzliche Förderung. Länder sollen daher nicht mehr durch entsprechende Länderverordnung ermächtigt werden, „benachteiligte Gebiete“ der Flächenkulisse zuzuführen. Vielmehr sollen diese Gebiete durch Bundesrecht generell geöffnet werden und die Bundesländer durch entsprechende Landesverordnung hiervon abweichen können, wenn die im Gesetz definierten Bedingungen vorliegen.

Außerdem sollen die „benachteiligten Gebiete“ nun auch in die Flächenkulisse für die gesetzliche Förderung integriert werden.

Schließlich sollen nach § 37 Abs. 4 EEG-E abweichend von § 37 Abs. 1 EEG keine Gebote für Freiflächenanlagen abgegeben werden dürfen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden sollen, wenn drei Monate vor dem jeweiligen Gebotstermin Freiflächenanlagen, die nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurden, mit einer installierten Leistung von mehr als 80 Gigawatt auf landwirtschaftlich genutzten Flächen betrieben werden und im Marktstammdatenregister als in Betrieb genommen registriert wurden. Nach dem Ablauf des 31. Dezember 2030 soll vorstehender Satz mit der Maßgabe anzuwenden sein, dass die Leistungsschwelle 177,5 Gigawatt beträgt.

Parallel hierzu soll ein neuer § 48 Abs. 5 EEG festlegen, dass abweichend von § 48 Abs. 1 bis 1c EEG der anzulegende Wert für Freiflächenanlagen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden, null betragen soll, wenn die Bundesnetzagentur in der letzten

mindestens einen Monat vor der Inbetriebnahme liegenden Bekanntmachung nach § 29 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4a EEG angegeben hat, dass nach § 37 Abs. 4 EEG keine Gebote für Freiflächenanlagen abgegeben werden dürfen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden sollen.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt diese Maßnahmen ausdrücklich. Er hatte diese bereits in der Vergangenheit vorgeschlagen, insbesondere die Umwandlung der bisherigen “Opt-In-Regel" in eine “Opt-Out-Regel" (s. “BDEW-Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK"). Für den Ausbau sehr positiv ist, dass der „Opt-out“ nur möglich ist, wenn und solange mindestens 1 % bzw. 1,5 % (ab 2031) der landwirtschaftlichen Nutzfläche des Bundeslandes für Freiflächenanlagen genutzt werden. Wichtig ist nun die tatsächliche Abschaffung der bisherigen “Opt-in”-Verordnungen, sodass diese auch tatsächlich ungültig und als “Opt-Out-Regelungen" neu gefasst werden. Nichtsdestotrotz fordert der BDEW mittel- bis langfristig weiterhin die Abschaffung sowohl der “Opt-In-” als auch der “Opt-Out-Regel" und plädiert für eine generelle Öffnung der benachteiligten Gebiete in allen Bundesländern für PV-Freiflächenanlagen.

Auch wenn die mit § 37 Abs. 4 EEG-E eingeführten Deckel nicht unmittelbar restriktiv wirken mögen, ist die Verankerung eines solchen fixen Deckels unnötig. Einem etwaigen als überschießend empfundenen Zubau kann bereits über die Nutzung der nun eingeführten „Opt-out“-Klausel durch die Bundesländer wirksam begegnet werden. Die Erfahrung mit dem früheren 52-GW Deckel zeigt ebenfalls, dass ein solcher Deckel – wenn sich die politische Einschätzung ändern sollte – durchaus schwierig wieder zu entfernen ist bzw. zumindest Verzögerungen und Unsicherheit mit sich bringt. In jedem Fall muss klargestellt werden, dass nur der Nettozubau für den Deckel zählen darf, also im Falle von Repowering von Flächen nur die zusätzlich installierte Leistung. Außerdem muss der Zubau um stillgelegte Kapazität bereinigt werden (z. B. bei Rückgabe in die landwirtschaftliche Nutzung).

Die im Entwurf enthaltenen weiteren Regelungen, wie die Unzulässigkeit der Gebote ab 80 GW PV auf landwirtschaftlichen Flächen sowie die Möglichkeit der Bundesländer zusätzliche Anforderungen festzulegen, schaffen Marktunsicherheiten und führen höchstwahrscheinlich zu einem Flickenteppich an unterschiedlichen Anforderungen je nach Bundesland.

Darüber hinaus ist die in § 48 Abs. 5 des Gesetzentwurfs vorgesehene Bezugnahme auf eine Bekanntmachung im Rahmen der Ausschreibungen nach § 29 Abs. 1 EEG für die Netzbetreiber nicht zielführend, da diese nicht an EEG-Ausschreibungen teilnehmen. Es muss daher sichergestellt sein, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) den anzulegenden Wert von null rechtzeitig - sobald dieser Fall eintritt - auf ihrer Homepage unter der Rubrik „Fördersätze für Solaranlagen und Mieterstromzuschlag“ veröffentlicht.

## 2.2 Steckersolargeräte

Das hohe Antragsvolumen von Erneuerbare-Energien-Anschlussbegehren stellt Verteilnetz- und Messstellenbetreiber bereits heute vor erhebliche Herausforderungen. Tausende von PV-Anlagen beantragen den Netzanschluss in das Verteilnetz aufgrund verschiedener Anreize - hinzu kommen exponentiell steigende Anschlussbegehren von Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen.

Parallel dazu hat die Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) die Pflichten des Messstellenbetreibers nochmals deutlich ausgedehnt (u. a. Pflicht zur Ausstattung bislang nicht abrechnungs- oder bilanzierungsrelevanter Zählpunkte) und den zeitlichen Druck auf die Ausstattungspflichten erhöht (Ausstattung auf Kundenwunsch, „Selbstvornahme“).

Mit dem vorliegenden Regierungsentwurf zum Solarpaket soll die Nutzung von Steckersolargeräten erleichtert werden. Dies betrifft Geräte mit einer installierten Modulleistung von bis zu 2000 Watt und einer Wechselrichtungsleistung von bis zu 800 Voltampere. Sie werden im Gesetzentwurf als niedrigschwellige Möglichkeit für alle Bürgerinnen und Bürger gesehen, sich an der Energiewende zu beteiligen. Mit den neuen Regelungen im EEG für Steckersolargeräte, für die keine Einspeisevergütung begehrt wird, soll ein sofortiger Anschluss dieser Geräte ermöglicht werden. Die Meldepflicht beim Netzbetreiber soll dann entfallen.

**Bewertung**

Der BDEW fordert eine für alle Netzbetreiber einheitliche Vereinfachung und die Ermöglichung eines möglichst großen Anwendungsbereichs von Steckersolargeräten. Dabei weist der BDEW nachdrücklich darauf hin, dass rückwärtslaufende Zähler nicht ins energiewirtschaftliche System passen, die Bilanzkreisbewirtschaftung erschweren und zu einer Schieflage der Bilanzkreise, insbesondere des Differenzbilanzkreises des Netzbetreibers gemäß § 12 Abs. 3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) führen, weil die eingespeisten Strommengen nicht erfasst werden und es zu erheblichen Abweichungen im Vergleich zu den Jahresverbrauchsprognosen kommen kann. Ergebnis sind in vielen Fällen beträchtliche und ungewollte Risikoposten bei den Netzbetreibern durch den Zeitverzug zwischen Ausgleich und Vergütung (samt Preisänderungen). Die Folgen rückwärtslaufender Zähler sind außerdem eine Verringerung der Stromlieferung, der Netznutzungsentgelte sowie aller mit dem Strombezug verbundenen Umlagen, Abgaben und nicht zuletzt von zu zahlenden Steuern. Wir bitten um eine Überprüfung des Sachverhalts durch die BNetzA und die zuständigen Steuerbehörden. Zudem führen rückwärtslaufende Zähler zu Abweichungen bei der Beschaffung von Energiemengen bei Lieferanten.

Der BDEW sieht nichtsdestotrotz die Notwendigkeit, für dieses spezielle Kleinanlagensegment, das den Kunden eine zeitnahe Beteiligung an der Energiewende ermöglichen soll, rückwärtslaufende Zähler zu akzeptieren. Dabei ist diese Zeit möglichst kurz zu halten und sicherzustellen, dass der Kunde die Anlage im Marktstammdatenregister meldet und den Einbau der

neuen Messeinrichtung unterstützt. Dem wird der Gesetzesentwurf im Grundsatz gerecht, da der Messstellenbetreiber eine mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung **unverzügliche** Ausstattung mit einer modernen Messeinrichtung als Zweirichtungszähler oder einem intelligenten Messsystem gewährleisten muss, ohne dass es einer gesonderten Beauftragung bedarf.

Wichtig sind dabei einfache Verfahren für alle Marktteilnehmer, d.h. nicht ausschließlich nur für die Betreiber der Steckersolargeräte. Gerade in Konstellationen mit mehreren Erzeugungsanlagen in einer Kundenanlage bleibt die messtechnische Abgrenzung, Erfassung und Bilanzierung weiter Aufgabe des Netzbetreibers/ Messstellenbetreibers. Richtig ist, dass vom Netzanschlussbegehren über Vergütungsverzicht und Anpassungen bei den technischen Vorgaben nach § 9 EEG 2023 die Verantwortung für den Anschluss und Betrieb von Steckersolargeräten sowie der Meldung beim Marktstammdatenregister beim Kunden verortet wird. Es ist aber zwingend sicherzustellen, dass im Marktstammdatenregister sämtliche Daten, die für spätere Prozesse notwendig sind (z. B. Kontaktdaten des Kunden für Zählersetzung), korrekt erfasst und über automatisierte Schnittstellen sowie mit ausreichender Datenqualität an die Netzbetreiber übermittelt werden. Um einen zeitnahen Einbau einer Zweirichtungszählung überhaupt veranlassen zu können, muss der Netzbetreiber sehr zeitnah über in seinem Netzgebiet angemeldete Anlagen aus dem Marktstammdatenregister informiert werden. Ungeachtet der verbauten Qualität der Steckersolaranlage kann es zu sicherheitskritischen Mängeln an Wechselrichtern kommen, die ein Risiko für Personen- oder Anlagenschäden beim Kunden oder Netzbetreiber bedeuten (z. B. Einfluss auf die Spannungsqualität, mangelnder Netz- und Anlagenschutz etc.).

Der BDEW weist darauf hin, dass der Anschluss der Steckersolargeräte im EEG nicht geregelt wird. In § 10 Abs. 5a EEG 2023 wird vielmehr auf die Einhaltung der für den Netzanschluss maßgebliche Regelungen verwiesen. Der Anschluss über einfache Schukostecker ist nach den Vorgaben der DIN VDE 0100-551 / DIN VDE V 0628-1 bis zu Änderungen durch die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik (DKE) weiter nicht zulässig.

### › Weitere Anpassungen erforderlich

Positiv hervorzuheben ist mit Blick auf den vorliegenden Gesetzentwurf, dass die unentgeltliche Abnahme für die ausschließliche Anmeldung im Marktstammdatenregister (MaStR) vorausgesetzt wird, sodass keine Vergütungsabrechnung erfolgen muss. Zudem werden erstmals Modul- und Wechselrichterleistung für Steckersolargeräte im EEG klar definiert, Sanktionierungen des Anlagenbetreibers aufgrund möglicher Pflichtverstöße nach § 52 EEG sollen grundsätzlich entfallen.

Dass Steckersolaranlagen nach § 9 Abs. 3 EEG 2023 nicht für die Bestimmung der Leistungsgrenzen zusammengefasst werden sollen, ist allerdings nur dann sachgerecht, wenn sie insignifikant bleiben. Da hinter einem Netzanschluss mehrere Steckersolargeräte verbaut sein

können und es im Gesetzentwurf nur auf die Entnahmestelle eines Letztverbrauchers ankommt, müsste ein – technisch noch zu bestimmender – Grenzwert für die Nicht-Zusammenfassung gefunden werden.

Damit werden für Anlagen- und Netzbetreiber im Sinne der Beschleunigung von insbesondere größeren Erneuerbare-Energien-Netzanschlussbegehren allerdings nur auf den ersten Blick dringend benötigte Kapazitäten frei: Zwar ist der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung im Ausgangspunkt entlastend gemeint. Sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen.

› **Anmeldung im MaStR oder beim Netzbetreiber?**

Im Zusammenspiel von § 10a Abs. 2 und 3 EEG-RegE sowie § 13 Abs. 1 MaStRV wird deutlich, dass der Netzbetreiber als „Weiterleitender“ für die Informationen fungieren soll, die der Messstellenbetreiber für die Setzung eines Zweirichtungszählers benötigt. Statt des bislang vorgesehenen Vorgehens *Anschlussbegehren – Zählersetzung – Inbetriebnahme und Anschluss* wird das Verfahren umgekehrt, sodass die Folgen einer nicht ordnungsgemäßen Messeinrichtung, insbesondere von ggf. vorübergehend rückwärtslaufenden Zählern, die der BDEW im Grundsatz ohnehin ablehnt, auf den Netzbetreiber/Messstellenbetreiber abgewälzt werden. Somit müssen VNB künftig zwei Prozesse für steckerfertige Anlagen vorhalten: einerseits den Prozess ohne Vergütung (Startpunkt MaStR), andererseits den Prozess mit Vergütung mit Startpunkt beim VNB. In Summe führt das nur bedingt zu einer Entbürokratisierung.

Die Netzbetreiber, die entsprechende Portale aufgebaut haben, erheben in diesen bereits alle vom Kunden notwendigen Daten, die für verschiedene Folgeprozesse notwendig sind, und können im Zweifelsfall auch für ihre Kunden die Datenqualität prüfen. Falls das Markstammdatenregister (MaStR) diese Aufgabe für Steckersolaranlagen übernehmen soll, müsste der Betreiber des Markstammdatenregisters dies ebenfalls leisten. § 13 MaStRV müsste dies klarstellen und für diese Fälle entsprechend angepasst werden.

Der Netzbetreiber muss zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes angeschlossene Steckersolargeräte kennen, um ggf. auftretende schädliche Netzrückwirkungen erkennen und die Belastung des Netzes einschätzen zu können, um die Netz- und Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Denn unabhängig von der verbauten Qualität der Steckersolargeräte kann es zu technischen, sicherheitskritischen Mängeln an Wechselrichtern kommen, die das Risiko für Personen- oder Anlagenschäden bei Kunden / des Netzbetreibers beinhalten (z. B. Einfluss auf die Spannungsqualität / mangelnder Netz- und Anlagenschutz etc.). Ohne eine Anmeldepflicht beim Netzbetreiber ist eine Identifikation der betreffenden Anlagen kaum möglich. Wir erachten die Erfassung der technischen Daten von Steckersolargeräten beim Netzbetreiber (Datenumfang des bisherigen, vereinfachten Anmeldeverfahrens) für sinnvoll.

Zusammenfassend: Sicherheit und die damit verbundene Datentransparenz im Versorgungsnetz sollten im Vordergrund stehen und lassen eine Anmeldung beim Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sinnvoll erscheinen.

Da die Verteilnetzbetreiber keinerlei Einfluss auf die angeschlossenen Anlagen haben, liegt auch die Verantwortung für deren Netz- und Unfallverträglichkeit allein beim Anlagenbetreiber. Für die Sicherheit innerhalb der Kundenanlage trägt der Kunde ohnehin die Verantwortung. Daher muss der Hersteller und auch der Verkäufer der Anlagen ausdrücklich verpflichtet werden, den Kunden auf die korrekte Anmeldung, Anschluss und die Nichtverantwortlichkeit des Netzbetreibers hinzuweisen.

Vor dem Hintergrund sich häufender technischer Probleme bei Wechselrichtern in Steckersolargeräten bestimmter Hersteller regt der BDEW ferner die Einführung einer von der BNetzA zu führenden Negativliste an. Vielfach ist in den Wechselrichtern von Steckersolargeräten kein funktionierender Netz- und Anlagen-Schutz (NA-Schutz) eingesetzt worden. Der NA-Schutz ist nach den technischen Vorschriften (v. a. VDE-AR-N 4105) zwingend erforderlich und wird bei der Zertifizierung der Wechselrichter geprüft. Ohne NA-Schutz dürfen Wechselrichter nicht am Netz betrieben werden.

Bisher allerdings liegen keine genauen Informationen darüber vor, welche Typen welches Herstellers und ggf. welche Chargen konkret betroffen sind. Den Betrieb aller Anlagen als Netzbetreiber pauschal zu untersagen, die einen Wechselrichter eines bestimmten Herstellers einsetzen, wäre sachlich nicht gerechtfertigt. Der Kunde selbst kann andererseits selbst kaum prüfen, ob der NA-Schutz in seinem Wechselrichter ordnungsgemäß funktioniert.

Der BDEW schlägt daher die Einrichtung einer **Negativliste** vor – also einer konkreten Auflistung, welche Typen welcher Hersteller (ggf. sogar welche Chargen) von benanntem Problem betroffen sind. Diese Liste ist durch die Bundesnetzagentur zu führen. Netzbetreiber könnten den Kunden bei der Anmeldung von neuen Steckersolargeräten (sofern diese noch gefordert ist) darauf hinweisen, dass ein Gerät nicht ordnungsgemäß betrieben werden kann. Kundenanfragen zu Bestandsanlagen könnten dann vom Netzbetreiber mit Verweis auf eine solche Liste der BNetzA beantwortet werden.

Der BDEW geht von einer erheblichen Dunkelziffer von nicht im **Marktstammdatenregister** gemeldeten Steckersolaranlagen aus. Dies resultiert auch und vor allem daraus, dass den entsprechenden Anlagenbetreibern die MaStR-Registrierungspflicht und die korrespondierenden Sanktionen nach § 52 EEG 2023 gar nicht bekannt sind. Um zu erreichen, dass diese Anlagen überhaupt angemeldet werden und für Bilanzierungs- und ggf. Abrechnungszwecke sichtbar sind, sollen die Hersteller und gleichzeitig auch die Verkäufer verpflichtet werden, auf die Anmeldung und Folgen bei der Nichtmeldung im Marktstammdatenregister hinzuweisen.

Unklar ist auch die Sanktionslage bei der Meldepflicht beim Marktstammdatenregister:

Die Registrierungspflicht von Steckersolaranlagen wird in § 5 MaStRV beibehalten und durch die neu gefasste Anlage zur MaStRV nur erleichtert.[3] Die Sanktionierung der Nichtregistrierung in § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 wird nicht entsprechend eingeschränkt, wenn der Anlagenbetreiber kumulativ zur Nichtregistrierung auch keine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG abgibt. Außerdem ist der Betreiber von (Steckersolar-) Anlagen, die den Strom via „unentgeltliche Abnahme“ an den Netzbetreiber verkaufen, nach Art. 1 Nr. 42 und 43 des Gesetzentwurfs verpflichtet zur „Mitteilung der erforderlichen Daten für die kaufmännische Abnahme der einspeisevergüteten Strommengen durch den Netzbetreiber“ nach §§ 70 und 71 EEG, also zur Vornahme der Kalenderjahresendmeldung (s. auch Begründung hierzu). Dies bedeutet demnach, dass diese Anlagen bei Nichtregistrierung im Marktstammdatenregister und parallel unterlassener Kalenderjahresendmeldung weiterhin nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 sanktioniert werden müssen. Meinungen, wonach die Nichtregistrierung von Steckersolaranlagen im Marktstammdatenregister aufgrund dieses Gesetzentwurfs nicht mehr nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 sanktioniert werden, lassen sich demnach nicht mit dem Gesetzeswortlaut vereinbaren.

Nichtanmeldungen werden außerdem über die MaStRV bereits sanktioniert. Allerdings wird dies förderseitig durch einen entsprechenden Fälligkeitsaufschub nur dann wirksam, wenn überhaupt eine EEG-Förderung in Anspruch genommen wird (§ 23 MaStRV). Aus diesem Grunde muss die förderunabhängige Bußgeldpflicht der Anlagenbetreiber bei Nichtregistrierung von Steckersolaranlagen im MaStR nach § 21 MaStRV auch bei diesen Anlagen weiterhin bestehen bleiben, und die Hersteller und Verkäufer der Anlagen müssen die Anlagenbetreiber hierüber informieren. Ohne eine entsprechende Bußgeldpflicht ist gar nicht mehr gewährleistet, dass diese Anlagen überhaupt im MaStR registriert werden und damit über diesen Informationskanal dem Netzbetreiber bekannt werden.

Für Steckersolargeräte, die nach dem Regierungsentwurf nur über das Marktstammdatenregister angemeldet werden müssen, entfallen hingegen die Sanktionen nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG 2023, weil es für diese Anlagen keine korrespondierenden Pflichten mehr gibt. Für andere Steckersolargeräte (bspw. mit höheren Leistungsgrenzen oder für die der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung begehrt), bleibt es bei den in § 52 EEG 2023 vorgesehenen Sanktionen, sofern die Pflichten nicht ausdrücklich entfallen (etwa bei § 9 EEG). Der BDEW weist an dieser Stelle darauf hin, dass auch der zusätzliche Aufwand, der den Netzbetreibern durch die Sanktionierungen von Betreibern entsteht, deren Steckersolargeräte die im Entwurf genannten Modul- bzw. Wechselrichterleistungen übersteigen, möglichst geringgehalten werden muss.

[3] Vgl. Begründung in BRats-Drs. 383/23, S. 92.

Wenn die Sanktion nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 bei Nichtanmeldung der Steckersolaranlagen im Marktstammdatenregister nach Auffassung des Gesetzgebers hingegen entfallen soll, muss dies entweder im § 52 Abs. 1 Nr. 11 EG 2023 festgelegt werden, z.B. durch den Zusatz

*„, wobei von dieser Sanktionierung Steckersolaranlagen nach § 8 Absatz 5a ausgeschlossen sind“,*

oder die in Art. 1 Nr. 42 und 43 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Einschübe hinsichtlich der Kalenderjahresendmeldung müssen wie folgt eingeschränkt werden:

*„, wenn es sich nicht um Steckersolaranlagen nach § 8 Absatz 5a handelt“.*

Der neue § 10a EEG-RegE sollte zudem folgende neue Informationspflichten der Hersteller und Verkäufer enthalten:

› **BDEW-Vorschlag für einen neuen § 10a Abs. 2 Satz 3 EEG-E**

***„Hersteller und Verkäufer von Steckersolargeräten werden verpflichtet, auf die Pflicht zur Anmeldung des Steckersolargeräts im Marktstammdatenregister sowie auf deren Rechtsfolgen bei Nichteinhaltung, auf die Notwendigkeit der Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik bei Anschluss der Anlage, auf die Erforderlichkeit eines Zweirichtungszählers sowie darauf hinzuweisen, dass der Netzbetreiber nicht für die Überprüfung oder Einhaltung des ordnungsgemäßen Anschlusses oder Betriebs von Steckersolargeräten verantwortlich ist. “***

Der BDEW schlägt zudem vor, eine korrespondierende Pflicht zur Anmeldung von Steckersolargeräten für Wohnungsgesellschaften und -genossenschaften festzulegen. Zum einen hat die Wohnungswirtschaft (zumeist über eigene Regelungen oder auch kommunal über Gestaltungssatzungen) einen tiefen Einblick in die Vorhaben und Möglichkeiten der Mieter:innen zur Nutzung von Steckersolargeräten. Zum anderen ist davon auszugehen, dass die Wohnungswirtschaft einen erheblichen Beitrag dazu leisten kann, Klarheit und Transparenz über mögliche Anschlüsse in deren Mietobjekten zu bringen.

› **Die Rolle des Messstellenbetreibers**

Der BDEW begrüßt, dass die Forderung nach größerer Flexibilität für den Messstellenbetreiber berücksichtigt und die starre Viermonatsfrist für die Ausstattung mit entsprechenden Zählern gefallen ist. Der Messstellenbetreiber erhält zugleich eine größere Flexibilität mit Rücksicht auf seine Rolloutplanung, sodass mehrere Einbaufälle gebündelt werden können. Der BDEW geht zudem davon aus, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber die zeitliche Planung des Einbaus von Zweirichtungszählern mit den Anforderungen des Netzbetreibers abstimmen wird.

Allerdings ist die Formulierung in § 10a Abs. 2 EEG-RegE „(…) mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung unverzüglich nach der Aufforderung durch die Bundesnetzagentur (…)“ widersprüchlich und führt zu Rechtsunsicherheiten. Um die Verzahnung zwischen dem Rollout und der unverzüglichen Ausstattung deutlicher zu regeln, schlägt der BDEW folgende rein redaktionelle Anpassung von § 10 Abs. 2a EEG-E vor:

*„Der Messstellenbetreiber hat Messstellen an Zählpunkten von Steckersolargeräten im Sinne von § 8 Absatz 5a Satz 1 abweichend von § 3 Absatz 3a des Messstellenbetriebsgesetzes ~~mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung nach dem Messstellenbetriebsgesetz unverzüglich~~ nach der Aufforderung durch die Bundesnetzagentur an den Netzbetreiber zur Prüfung der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten nach § 13 Absatz 1 der Markstammdatenregisterverordnung **im Rahmen seiner Rollout-Planung** mit einer modernen Messeinrichtung als Zweirichtungszähler oder einem intelligenten Messsystem entsprechend den Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes auszustatten, ohne dass es einer gesonderten Beauftragung durch den Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer bedarf. Die Rechte nach § 34 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes bleiben unberührt. (…)“*

Betreiber von Steckersolargeräten dürfen überdies zu keinem Zeitpunkt förderseitige Ansprüche gegenüber Netzbetreibern oder Zahlungsansprüche gegenüber Vertrieben erheben können. Der BDEW geht davon aus, dass dies in § 10a Abs. 3 Satz 2 EEG-E bereits berücksichtigt ist: Mit Fiktion der abgebildeten Messwerte, die keine Einspeisung abbilden, kann der Betreiber der Steckersolargeräte bspw. keine EEG-Förderung beanspruchen. Um hier Rechtsklarheit zu schaffen, sollte dieses Beispiel zumindest in der Gesetzesbegründung aufgenommen werden. Jegliche Probleme, die dem Netzbetreiber und Lieferanten im Nachgang mit ungemessenen und unbilanzierten Einspeisungen sowie ggf. rückwärtsdrehenden Zählern entstehen, müssen mit Verweis auf die mit diesem Gesetz angepassten Regelungen unbürokratisch gelöst werden können. Sofern nach Anschluss eines Steckersolargerätes an einen Netzanschluss der vorhandene Zähler rückwärtsläuft, sollte daher bei Ablesung eines negativen Wertes dieser als null angesetzt werden.

Der BDEW weist dabei darauf hin, dass das vorgesehene Verfahren, wonach der Netzbetreiber nach Datenabgleich mit dem Marktstammdatenregister den Messstellenbetreiber informiert, allenfalls dann praxistauglich ist, wenn der Steckersolargerätebetreiber – also in der Regel eine Privatperson – alle Daten im MaStR auch wirklich hinterlegt. Dies müsste ggf. durch Anpassung der Pflichtfeldlogik im MaStR ergänzt werden. Fehlt hier eine Information, muss der Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber doch wieder in die Kundenkommunikation gehen und es ergibt sich keine Vereinfachung gegenüber dem derzeitigen Verfahren. Dazu muss das MaStR die Möglichkeit bieten, den Netzbetreiber zu ermitteln, nach Eingabe Zählernummer und aktuelle Zählerstände festzustellen, ob es sich um einen Zweienergierichtungszähler oder einen ggf. zu tauschenden Einrichtungszähler handelt. In beiden Fällen muss online während der

Kundeneingabe zwischen MaStR und Netzbetreiber geprüft werden, ob die Zählernummer korrekt ist, um danach dem zuständigen Messstellenbetreiber die Daten zur Prüfung des Anpassungsbedarfes an der Messeinrichtung übermitteln zu können. Die Onlineprüfung beim Messstellenbetreiber ermittelt, ob keine Aktivität notwendig ist (Zweirichtungszähler, beide Zählwerke aktiviert), ein Zweirichtungszähler vorhanden ist und zum aktuellen Datum mit dem vom Kunden mitgeteilten Zählerstand die Aktivierung erfolgt oder ein Austauschtermin zur Ertüchtigung der Messeinrichtung erforderlich ist. Mitunter sind nicht nur Zählerwechsel, sondern je Konstellation vor Ort weitere Ein- und Umbauvorgänge notwendig (z. B. Wärmepumpenkaskade). Zur Organisation dieser Abläufe bräuchte es eine maschinelle Lösung, die das MaStR mit Netz- und Messstellenbetreiber online verknüpft, damit die Kundeneingaben geprüft, der notwendige Handlungsablauf daraus abgeleitet und dem Partner Netzbetreiber/Messstellenbetreiber als Auftrag zur Verfügung gestellt wird. Die Lösung ist derzeit nicht vorhanden und angesichts der aktuell verschiedenen Anforderungen auch nicht ohne Weiteres zu implementieren.

Jedenfalls ist eine angemessene Übergangsfrist inklusive Testphase erforderlich, damit die Netz- und Messstellenbetreiber ihre IT-Systeme und internen Prozesse umstellen können. Die nach der Bestätigung des Messstellenbetreibers erforderlichen Meldungen für die Marktkommunikation können dagegen über die bereits etablierten Prozesse abgebildet werden. Insgesamt sollte der Gesetzgeber berücksichtigen, dass der Messstellenbetrieb bei Steckersolargeräten erhebliche Ressourcen bindet.

Der BDEW weist ferner darauf hin, dass die im weiteren definierten Steckersolargeräte nach dem EU Network Code zwar als insignifikant angesehen werden. Das BMWK selbst geht im vorliegenden Entwurf von einem jährlichen Zubau von 200.000 Steckersolargeräten aus. Diese Datenmengen korrekt zu erfassen und deren Aktualität im Marktstammdatenregister nachzuhalten ist – vorsichtig formuliert – eine Herausforderung.

### 2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023

Anlagenbetreiber, die die Volleinspeisungsvergütung nach § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021-4 bzw. nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 „für die Zukunft“ gewählt hatten, sollen durch den Regierungsentwurf berechtigt werden, die Erklärung zu Beginn des folgenden Kalenderjahres wieder durch einseitige Erklärung zurückzunehmen, wenn die Erklärung vor dem 1. Dezember des Vorjahres abgegeben worden ist. Außerdem soll die Möglichkeit, dass PV-Anlagen mit Volleinspeisungsvergütung nicht mit solchen ohne Wahl der Volleinspeisungsvergütung leistungsseitig zusammengefasst werden, nicht mehr auf Anlagen auf demselben Gebäude beschränkt sein, d. h. nun auch bei Anlagen auf demselben Grundstück, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zulässig sein (geltend nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024, § 100 Abs. 21 EEG-E).

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt beide Änderungen grundsätzlich, speziell aufgrund der größeren Flexibilisierung bei der Errichtung der Anlagen. Allerdings sollte die Rücknahmeerklärung dieselben Anforderungen erfüllen müssen, wie die Initial-Erklärung des Anlagenbetreibers:

> *„Der Anlagenbetreiber kann die Entscheidung nach Satz 2 Nummer 2, für welche der beiden Anlagen er den erhöhten anzulegenden Wert in Anspruch nehmen möchte, mit Wirkung zum 1. Januar des Folgejahres ändern, indem er dies dem Netzbetreiber vor dem 1. Dezember eines Jahres **in Textform** mitteilt.“*

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass die Berechtigung für die Rücknahmebefugnis der einseitigen Erklärung zur Volleinspeisungsvergütung auch für Bestandsanlagen gilt, da eine Ausnahme hiervon für Bestandsanlagen im § 100 EEG-E nicht erwähnt ist.

### 2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023

Der Gesetzentwurf regelt neue Ausnahmen zur Zusammenfassung von PV-Dachanlagen: Bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024 gelten Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, nicht nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 als eine Anlage. Werden Dach-Solaranlagen hinter verschiedenen Netzverknüpfungspunkten betrieben, darf folglich zukünftig keine Anlagenzusammenfassung für Neuanlagen mehr stattfinden. Außerdem werden Steckersolargeräte bis 2 kWp Modulleistung und mit einer Wechselrichterleistung insgesamt bis 800 Voltampere und Betrieb hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers für die Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG nicht mehr berücksichtigt.

**Bewertung**

Der BDEW sieht dies als grundsätzlich positiv an und geht davon aus, dass diese Ausnahme sowohl für den Mieterstromzuschlag als auch für die reguläre Förderung nach § 48 Abs. 2 und 2a EEG 2023, aber auch hinsichtlich sonstiger Schwellenwerte wie diejenigen für die Ausschreibungs- und Direktvermarktungspflicht sowie für die „negativen Preise“ nach § 51 EEG 2023 anzuwenden ist. Dies sollte ggf. im Gesetzeswortlaut klargestellt werden.

Von der förderseitigen Zusammenfassung zu trennen ist die technische Zulässigkeit für den Parallelanschluss von Steckersolar- und anderen Solaranlagen: Es gilt deshalb zu beachten, dass der Anlagenbetreiber aus dieser Sonderregelung nicht zusätzlich ableitet, dass er sein Steckersolargerät ohne Beachtung der geltenden technischen Regelwerke neben anderen Erzeugungsanlagen betreiben darf.

### 2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind

Im EEG 2023 ist eine Verordnungsermächtigung für solche Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Gebäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Im aktuellen Gesetzentwurf ist nun vorgesehen, dass für Solaranlagen, die vor Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen werden, die Voraussetzung unberücksichtigt bleiben soll, dass das auf dem Grundstück bestehende Wohngebäude nicht dazu geeignet ist, dass auf, an oder in ihm eine Solaranlage errichtet werden kann (§ 100 Abs. 19 EEG-E).

**Bewertung**

Der BDEW sieht die vorgesehene Regelung grundsätzlich als positiv an, da insoweit unabhängig von der Verordnung bereits entsprechende Solaranlagen in Betrieb genommen werden können. Allerdings sieht der BDEW die Gefahr, dass diese Regelung nun dafür genutzt werden könnte, Solaranlagen, ohne jegliche sachliche Begründung in Gärten neben Wohngebäuden zu errichten. Der BDEW hält es daher für sinnvoll, dass § 100 Abs. 19 EEG-E zumindest die Grundfälle für entsprechende Gebäude festlegt, die noch in der Begründung zum „Sofortmaßnahmengesetz“ genannt worden waren, nämlich denkmalgeschützte Gebäude sowie Gebäude mit Reetdächern. Auch die Bundesländer sind gefragt, ihre Spielräume zu nutzen, indem sie zum Beispiel denkmalschutzrechtliche Regelungen und Anforderungen in den Bauordnungen PV-freundlich ausgestalten.

Darüber hinaus muss der Anlagenbetreiber die Verantwortung für etwaige Rückzahlungen vollständig tragen, falls sein Gebäude trotz angeblich fehlender Eignung doch dazu geeignet ist, eine PV-Anlage zu errichten. Der BDEW sieht hier die Gefahr der missbräuchlichen Nutzung.

**Formulierungsvorschlag:**

> *„(19) Für Solaranlagen, die vor Inkrafttreten der auf Grundlage von § 95 Nummer 3 dieses Gesetzes durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erlassenen Verordnung in Betrieb genommen werden, bleibt die Voraussetzung des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a, dass das auf dem Grundstück bestehende Wohngebäude nicht dazu geeignet ist, dass auf, an oder in ihm eine Solaranlage errichtet werden kann,* ***dann*** *unberücksichtigt,* ***wenn die Errichtung von Solaranlagen in, an oder auf dem Wohngebäude zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlagen denkmalschutzrechtlich unzulässig ist oder das Gebäude zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlagen reetgedeckt ist; der Anlagenbetreiber trägt hierfür die Darlegungs- und gegebenenfalls die Beweislast****.“*

## 2.6 PV-Modulaustauschregelung

Durch das EEG 2023 wurde bereits bei Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments sowie bei gesetzlich geförderten Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 eingeführt, dass ein Modulaustausch unter Erhaltung des bisherigen Inbetriebnahmezeitpunktes nicht mehr von einem technischen Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module abhängig ist. Im Gegenzug war das Leistungsdelta zwischen ersetzten und ersetzenden Modulen aber nicht mehr wie bislang als neu in Betrieb genommen und damit als entsprechende Neuanlagen förderfähig anzusehen, sondern als gar nicht mehr nach dem EEG förderfähig festgelegt. Bei gesetzlich geförderten Aufdach-Anlagen hingegen blieb es bei der bisherigen Rechtslage, d. h. der Abhängigkeit von einem technischen Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module und der Neuinbetriebnahme des Leistungsdeltas. Demgegenüber soll die neue Rechtslage des EEG 2023 nun auch für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen gelten, jedoch mit dem Unterschied, dass die Förderung für Solaranlagen des zweiten Segments (EEG-Ausschreibungen) wie für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen für das Leistungsdelta weiterhin möglich ist, d. h. über einen entsprechenden ergänzenden Zuschlag oder als gesetzliche Förderung. Die neue Rechtslage soll zudem nur für Austauschvorgänge ab Inkrafttreten des Gesetzes gelten, aber auch für Bestandsanlagen (§ 100 Abs. 23 EEG-E). Diese Änderung steht allerdings unter beihilferechtlichem Vorbehalt.

**Bewertung**

Der BDEW sieht die Änderung prinzipiell als positiv an. Nichtsdestotrotz sollte die fehlende Fördermöglichkeit für das Leistungsdelta bei Solaranlagen des ersten Segments und Solaranlagen nach § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 1 EEG 2023

- entweder durch die Wiedereinführung einer Förderung nach den zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Ersatzmodule geltenden Parametern
- oder durch eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null ersetzt werden.

Für die Wiedereinführung eines förderfähigen Leistungsdeltas spricht der größere Anreiz zum Ausbau der Stromerzeugung aus Solarstrom. Für eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null anstelle eines Wegfalls der Förderung spricht hingegen, dass dies für Anlagen- und Netzbetreiber deutlich leichter abwickelbar ist, da ansonsten Solaranlagen des ersten Segments und Anlagen in der gesetzlichen Förderung nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 mit dem entsprechenden Leistungsdelta anteilig in die sonstige Direktvermarktung gehen müssten. Dies gilt umso mehr für Anlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023, die teilweise unter der Schwelle der Direktvermarktungspflicht liegen. Dafür sollte nicht nur in § 38h EEG 2023 sondern auch in § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 klargestellt werden, dass die überschießende Leistung dann wie nach dem EEG 2021 als neu in Betrieb genommen gilt und insoweit als fiktive Neuanlage gefördert werden kann.

### 2.7 Änderungen bei den besonderen Solaranlagen und Einführung der Biodiversitäts-PV

Gemäß dem Gesetzentwurf ergibt sich auf Basis des geltenden EEG 2023 folgende Reihung der „einfachen“ und der „besonderen“ Solaranlagen des ersten Segments **(= PV-Freiflächenanlagen [PV-FFA], im Gegensatz zu Aufdachanlagen = 2. Segment)**:

**„einfache“ PV-Anlagen des 1. Segments sind folgende:**

Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ (z. B. Mülldeponien) sowie Solaranlagen auf einer Fläche, die kein entwässerter, landwirtschaftlich genutzter Moorboden ist und

a. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits **versiegelt** war,
b. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans eine **Konversionsfläche** aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,
c. die in § 35 Absatz 1 Nummer 8b des BGB genannten Voraussetzungen erfüllt, oder, soweit diese Voraussetzungen nicht vorliegen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans **längs von Autobahnen oder Schienenwegen** lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung von bis zu 500 Metern - gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn errichtet werden soll,
d. die sich im Bereich eines **beschlossenen Bebauungsplans** nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
e. die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als **Gewerbe- oder Industriegebiet** im Sinne des § 8 oder § 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
f. für die ein **Planfeststellungsverfahren**, ein sonstiges Verfahren mit den Rechtswirkungen der Planfeststellung für Vorhaben von überörtlicher Bedeutung oder ein Verfahren auf Grund des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für die Errichtung und den Betrieb öffentlich zugänglicher Abfallbeseitigungsanlagen durchgeführt worden ist, an dem die Gemeinde beteiligt wurde,
g. die **im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben** stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,
h. deren **Flurstücke** zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als **Ackerland** genutzt worden sind und in einem benachteiligten

Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.07.1992, S. 7), die zuletzt durch die Richtlinie 2006/105/EG (ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368) geändert worden ist, aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist,

i. deren **Flurstücke** zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als **Grünland** genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist, oder

j. auf der **Biodiversitätssolaranlagen**, die den Anforderungen entsprechen, die in der Verordnung nach § 94 an sie gestellt werden, betrieben werden sollen.

Laut dem aktuellen Gesetzentwurf gehören **Biodiversitätssolaranlagen** somit zu den „einfachen“ Solaranlagen des ersten Segments und nicht zu den „besonderen Solaranlagen“. Im Gegensatz zu den unten aufgeführten besonderen Solaranlagen müssen diese einfachen Solaranlagen des ersten Segments **keine Anforderungen an Aufständerung** erfüllen. Dies gilt dann auch für die Biodiversitätsanlagen, wenn die Verordnung nach § 94 EEG-E nicht noch entsprechende Anforderungen aufstellt. Danach läge der **Höchstwert** für Biodiversitätsanlagen, wie für die „einfachen“ Solaranlagen des ersten Segments, bei **7,37 Cent/kWh**. Eine Erhöhung des Höchstwertes für diese Biodiversitätssolaranlagen sowie genauere ökologische und technische Anforderungen an diese Anlagen werden erst nach Maßgabe der **Verordnung nach § 94 EEG-E spätestens bis zum 31. März 2023** bekannt gegeben.

**Besondere Solaranlagen des 1. Segments[4] sind folgende Anlagen, die errichtet werden sollen**

a) auf **Ackerflächen**, die kein Moorboden sind, mit **gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau** auf derselben Fläche,
b) auf Flächen, die kein Moorboden sind, mit **gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung** in Form eines **Anbaus von Dauerkulturen** oder mehrjährigen Kulturen auf derselben Fläche,
c) auf **Grünland**, das kein Moorboden ist, bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung als **Dauergrünland**, wenn das Grünland nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt und kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.07.1992, S. 7), die zuletzt durch die Richtlinie 2006/105/EG (ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368) geändert worden ist, aufgeführt ist,
d) auf **Parkplatzflächen**,
e) auf **Moorböden**, die entwässert und landwirtschaftlich genutzt worden sind, wenn die Flächen mit der Errichtung der Solaranlage **dauerhaft wiedervernässt** werden, oder
f) auf **Flächen**, die ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinne des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes sind **(floating PV)**.

### 2.7.1 Einführung eines Untersegments für besondere Solaranlagen

Für besondere Solaranlagen, die nicht in, an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht werden, soll sich der anzulegende Wert in der **gesetzlichen Förderung** (d. h. nicht Ausschreibung) nach § 48 Abs. 1 und 1a EEG für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 a) bis c) EEG, die insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert sind und für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 d) bis f) um die Differenz zwischen dem jeweils im vorangegangenen Kalenderjahr im Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37b Abs. 2 EEG geltenden Höchstwert und dem anzulegenden Wert nach § 48 Abs. 1 EEG **erhöhen**. Im Kalenderjahr 2024 soll sich der anzulegende Wert nach den Absätzen 1 und 1a abweichend von vorstehendem Satz um 2,5 auf 9,5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen (§ 48 Abs. 1b EEG-E).

Für **Ausschreibungsanlagen** wiederum sollen die besonderen Solaranlagen zu einem Untersegment der Ausschreibungen des ersten Segmentes werden (§ 37d EEG-E). Außerdem soll abweichend von § 37b Abs. 1 EEG für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG unter

[4] Als besondere Solaranlagen, die den Anforderungen entsprechen, die in einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85c EEG 2023 an sie gestellt werden.

entsprechender Anwendung des § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG ein abweichender Höchstwert anzuwenden sein. Dieser beträgt im Jahr 2024 9,5 Cent pro Kilowattstunde. Der Höchstwert soll sich ab dem Jahr 2025 aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten im Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d Abs. 1 Nr. 1 EEG im Verfahren nach § 37d Abs. 2 noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine ergeben, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 bereits nach § 35 Abs. 1 EEG bekanntgegeben waren, dabei beträgt er jedoch höchstens 9,5 Cent pro Kilowattstunde.

Werden die ökologischen und technischen Extensivierungskriterien nach § 38b Abs. 1a EEG-E erfüllt, erhöht sich dieser Höchstwert um 0,3 Cent/kWh (§ 38b Abs. 1a EEG-E). Dies schließt die Anforderung ein, dass die Solaranlage bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,8 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern aufgeständert ist. Diese Anforderungen dürfen durch die Verordnung nach § 94a EEG-E geändert werden.

**Bewertung:**

Der BDEW begrüßt die **Schaffung eines Untersegments für „besondere Solaranlagen“** innerhalb der „Solaranlagen des ersten Segments“ und die vorgesehene Anhebung der EEG-Vergütung. Hierdurch wird das Risiko verringert, dass diese „besonderen Solaranlagen“ bei der Bezuschlagung durch andere Solaranlagen des ersten Segments verdrängt werden. In seinem Positionspapier zum Potenzial von Agri-PV und anderen besonderen Solaranlagen hatte der BDEW für die Einführung eines Sondersegments neben dem ersten (PV-FFA) und dem zweiten (Aufdach-PV) Segment gefordert.

Problematisch ist, dass im Kontext der für das Untersegment erforderlichen Aufständerung auf 2,10 m in Verbindung mit der DIN SPEC 91434 Kategorisierung I und II, Anlagen mit verstellbaren, nachführenden Modulen ("Tracker") offenbar nicht umfasst sind, obwohl sich durch technische oder betriebliche Vorkehrungen sicherstellen lässt, dass an der Unterkante der Module jederzeit eine lichte Höhe von 2,10 m eingehalten wird.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass die Anforderung im neu gefassten § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E, wonach besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) bis c) EEG nur dann als „besondere Solaranlagen“ bevorzugt bezuschlagt werden dürfen, wenn sie insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern aufgeständert werden, gegen den neuen § 38b Abs. 1a EEG-E verstößt: Hiernach dürfen genau diese Anlagen zur Erlangung des Bonus auch als *senkrecht ausgerichtete Anlagen* insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,8 Metern aufgeständert werden. Dementsprechend muss § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E an die neue Option in § 38b Abs. 1a Nr. 1 b) EEG-E begrifflich angepasst werden. Wenn § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E nicht entsprechend korrigiert wird, würden senkrechte besondere Solaranlagen nicht

nach § 37d Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG-E unter den „besonderen Solaranlagen“ bevorzugt bezuschlagt werden können, sondern nur noch nach § 37d Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-E zusammen mit den „einfachen Solaranlagen des ersten Segments“, obwohl sie offensichtlich höhere Stromgestehungskosten als diese Anlagen haben und dadurch mit diesen einfachen Solaranlagen des ersten Segments gar nicht konkurrieren können.

Selbiges gilt für den neuen § 48 Abs. 1b und 1c EEG-E, wonach die Erhöhung der gesetzlichen Förderung nach Absatz 1b nur bei einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern möglich ist, aber die lichte Höhe nach dem neuen Absatz 1c durch Verweis auf die Anforderungen nach § 38b Abs. 1a EEG-E für senkrecht aufgeständerte Solaranlagen auch nur mindestens 0,8 Meter betragen darf.

Der BDEW begrüßt, dass auch künstliche Gewässer für „besondere Solaranlagen“ für die Erzeugung von Solarstrom nutzbar gemacht werden sollen. Hierbei sind jedoch die Belange des Trinkwasserschutzes insoweit zu berücksichtigen, dass Gewässer ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen.

- **Weitere Anpassungen erforderlich**

Festinstallierte sowie bewegliche, der Sonne nachgeführte Anlagen, welche zu jedem Zeitpunkt eine lichte Höhe von 2,1 m ab Unterkante Modul gewährleisten, sollten zum neuen Untersegment der besonderen Solaranlagen zählen. Es sollte möglich sein, die 2,1 m Grenze durch mechanische Vorrichtungen aber auch computergesteuerte Systeme zu ermöglichen. Mit Blick auf den Bonus sollte klargestellt werden, dass auch bei nachgeführten Tracker-Systemen eine Aufständerung von 0,8 Meter ausreichend ist. Andernfalls würde man ein System (vertikale PV-Anlagen) einseitig fördern.

Grundsätzlich birgt die aktuelle Vorgehensweise mit der Festlegung von Detailanforderungen im Rahmen einer Festlegung durch die BNetzA das Risiko von Verzögerungen. Aktuell wird eine weitere DIN SPEC für die Tierhaltung erstellt. Diese müsste dann wiederum in neue Anforderungen im Rahmen eines Festlegungsverfahrens überführt werden, wobei in vielen Punkten wiederum auf die DIN SPEC verwiesen wird. Der Zeitbedarf der BNetzA-Verfahren in Relation zum Regelungsgehalt sollte daher evaluiert werden.

Der BDEW begrüßt, dass auch Floating-PV-Anlagen zur Erzeugung von Solarstrom genutzt wird. Hierbei müssen jedoch die Belange des Trinkwasserschutzes insoweit berücksichtigt werden, dass Gewässer ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen.

Im Hinblick auf die Floating-PV ist es nach BDEW-Ansicht erforderlich, dass potenzielle Gefahren für die Trinkwasserqualität vermieden werden. Daher sollten solche Gewässer nach § 3 Nummer 4 und 5 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) für die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen. Dafür ist folgende Änderung des Gesetzestextes erforderlich:

| |
|---|
| f. auf Flächen, die ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinne des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes sind (Floating-PV)**, die nicht der Trinkwassergewinnung dienen.** |

Entsprechende Anpassungen müssten dann auch in § 3 Nr. 4 und 5 WHG vorgenommen werden.

### 2.7.2 Einführung eines Sonderbonus (0,3 ct/kWh) für extensivere Agri-Photovoltaikanlagen

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass „besondere Solaranlagen“ auch extensivere Agri-Photovoltaikanlagen durch Ausschreibungen oder im Wege der **gesetzlichen Förderung** gefördert werden sollen, wenn sie die Anforderungen nach § 38b Abs. 1a Nr. 1 und 2 bzw. nach einer noch zu implementierenden Verordnung nach § 94a EEG-E erfüllen. Bei der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung der Flächen unter diesen **“extensiveren”** Agri-PV-Anlagen handelt es sich grundsätzlich nicht um eine extensive, weil ansonsten die Zahlungen nach GAP nicht mehr möglich wären. Durch die Einhaltung der o. g. Kriterien wird die üblicherweise intensive Bewirtschaftung lediglich etwas „extensiver“, aber nicht „extensiv“. Nach dem neuen § 38b Abs. 1a EEG-E soll sich der anzulegende Wert für extensivere Agri-PV nach § 38b Abs. 1 EEG um 0,3 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus einer *besonderen Solaranlage* nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) bis c) EEG erhöhen, wenn

1. die Solaranlage
   a) den landwirtschaftlich nutzbaren Anteil der Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, um höchstens 15 Prozent verringert und
   b) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist, und
2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Satz 2 nachweist, dass
   a) bei der Stickstoffdüngung der nach § 3 Absatz 2 der Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, in Verbindung mit § 4 der Düngeverordnung ermittelte Stickstoffdüngebedarf auf der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, schlagspezifisch um 20 Prozent unterschritten wurde; ausgenommen sind Fälle nach § 10 Absatz 3 der Düngeverordnung,
   b) auf den Einsatz von Herbiziden auf der Fläche verzichtet wurde,

c) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3a) und b) Blühstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei einjährige oder mehrjährige Blühstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen:

aa) aktive Begrünung mit einer standortangepassten Blühmischung mit mindestens zehn verschiedenen Mischungspartnern, die auf die Standzeit des Blühstreifens ausgerichtet sind,

bb) im Ansaatjahr erfolgte Aussaat bis zum Ablauf des 15. Mai,

cc) eine Standzeit der Blühstreifen von mindestens 1,5 Jahren und

dd) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln, und

d) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3c Altgrasstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei Altgrasstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen:

aa) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln und

bb) eine Beweidung oder Schnittnutzung jeweils nicht vor dem 1. September.

Der Nachweis, dass die Voraussetzungen nach Satz 1 für jedes Kalenderjahr eingehalten wurden, ist durch die Bestätigung eines Gutachters zu führen, die erstmals mit dem Ablauf von drei Jahren nach der Inbetriebnahme der Anlage und in der Folge in dreijährigen Intervallen erbracht werden muss.

Durch eine Verordnung nach dem neuen § 94a EEG-E kann von den Kriterien für extensivere Agri-Photovoltaikanlagen nach § 38b Abs. 1a EEG 2023 abgewichen werden.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt die Aufnahme der Fördermöglichkeit der extensiveren Agri-PV-Anlagen durch eine Bonusregelung.

Zuallererst weist der BDEW aber darauf hin, dass die Regelung einen gesetzestechnischen Bruch beinhält: der Bonus soll gemäß § 38b Abs. 1a Nr. 1, Einleitungsteilsatz, EEG-E, nur für „besondere Solaranlagen“ gewährt werden. Gemäß den beiden Festlegungen der BNetzA für Besondere Solaranlagen[5], die nach dem Gesetzentwurf weiterhin gelten sollen, müssen diese Anlagen aber jeweils eine Aufständerung von mindestens 2,10 m lichter Höhe haben.

[5] BNetzA-Festlegungen für besondere Anlagen auf Ackerflächen, landwirtschaftlichen Flächen mit Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen und auf Parkplatzflächen vom 1. Oktober 2021 (Az. 8175-07-00-21/1) und für besondere Solaranlagen auf Grünland und auf entwässerten Moorböden: BNetzA-Festlegung vom 1. Juli 2023 (Az. 4.08.01.01/1#4).

Demgegenüber soll aber der Kreis der zum Bonus berechtigten Anlagen nach Absatz 1a Nr. 1 b) auch senkrecht ausgerichtete Anlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern umfassen. Dementsprechend muss hier klargestellt werden, dass die Charakteristik der Mindesthöhen in den BNetzA-Festlegungen durch § 38b Abs. 1a Nr. 1 b) EEG-E neu definiert bzw. festgelegt wird.

Außerdem hält der BDEW die detaillierte Festlegung zahlreicher **Anforderungen** im Gesetzestext für einen Bonus i. H. v. 0,3 ct/kWh für **zu weitreichend**. Der Höchstwert für besondere Solaranlagen liegt gemäß dem Gesetzentwurf (§ 38b Abs. 1a EEG-E) bei 9,5 Cent/kWh. Werden die ökologischen und technischen Extensivierungskriterien nach § 38b Abs. 1a EEG-E erfüllt, erhöht sich dieser Höchstwert um 0,3 Cent/kWh. Dies schließt die Anforderung ein, dass die Solaranlage bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist. Diese Anforderungen dürfen durch die Verordnung nach § 94a EEG-E geändert werden. Eine Verordnungsermächtigung in § 94 EEG-E zur Festlegung weiterer Anforderungen an die Biodiversitäts-PV hält der BDEW für überflüssig und praxisfremd. Biodiversitäts-PV-Anlagen können parallel zu extensiveren Agri-PV-Anlagen existieren und einen noch stärkeren Fokus auf die Biodiversität legen. Der BDEW sieht insbesondere die extensivere Agri-PV als große Chance an, um den PV-Ausbau mit Biodiversität zu verknüpfen und die Landwirtschaft mit einzubeziehen.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass auch „einfache“ PV-Freiflächen - je nach vorheriger Nutzung - bereits deutlich biodiversitätsfördernd wirken können. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der kommunalen Beteiligung nach § 6 Abs. 4 EEG auch ein zusätzliches Konzept zur „naturverträglichen Gestaltung“ vereinbart werden kann. Hier wird also eine klare Abgrenzung der Anforderungen zu den bereits bestehenden Konzepten erforderlich, um einen qualitativen Mehrwert eines solchen Segments zu gewährleisten und einen entsprechenden Akzeptanzgewinn zu erzielen. Perspektivisch könnte sich die Komplexität noch durch die sich abzeichnenden Anforderungen aus dem EUNet-Zero Industry Act erhöhen, wonach auch für die Solarausschreibungen allgemein in gewissem Umfang biodiversitätsbezogene Gebotskriterien eingeführt werden könnten. Auf weitere Kriterien im Wege einer zusätzlichen Verordnung sollte nach Ansicht des BDEW verzichtet werden. Ansonsten könnte ein guter Ansatz durch überfrachtete Anforderungen im Keim erstickt werden und in der Praxis wirkungslos bleiben.

Es ergibt sich im nächsten Schritt auch die Frage, ob solche Standorte realistischerweise nach einer erfolgten Nutzung für die extensivere Agri-PV wieder einer ggf. intensiven landwirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung stehen können, ohne die hoffentlich erzielten hochqualitativen Biodiversitätsgewinne wieder in Frage zu stellen. Eine dauerhafte Herausnahme aus der landwirtschaftlichen Nutzung wäre sicherlich im Sinne der Biodiversitäts- und Naturschutzziele, würde jedoch die landwirtschaftlichen Eigentümer/Pächter vor große

Herausforderungen stellen. Eine dauerhafte Herausnahme wäre faktisch eine „Entwertung“ der Flächen, weil mit dem perspektivischen Ausschluss der landwirtschaftlichen Anschlussnutzung zukünftige Erträge entfallen und/oder, weil Bodenwertverluste eintreten würden. Ferner sollte aus folgenden Gründen nicht mit der extensiveren Agri-PV vermischt werden:

Zum einen verfolgen sie von Grund auf unterschiedliche Zwecke. Die klassische Agri-PV ist auf eine Kombination von hochproduktiver Landwirtschaft und Photovoltaik ausgelegt. Bei der extensiveren Agri-PV hingegen werden explizit keine oder in nur geringfügigem Umfang landwirtschaftliche Erzeugnisse produziert. Vielmehr soll auf der gesamten Fläche gezielt die Biodiversität durch eine extensivere Bewirtschaftung durch einen landwirtschaftlichen Betrieb gefördert werden.

Darüber hinaus würde bei einer Vermischung beider Konzepte die extensivere Agri-PV Nischenprodukt bleiben. Denn bei klassischen Agri-PV-Anlagen stellt die Erreichung des 66 %-Mindestertragsziels (gemäß DIN SPEC) bereits bei intensiver Bewirtschaftung eine große Herausforderung dar. Mit extensiverer Bewirtschaftung ist die Erreichung des Mindestertrags für die allermeisten Betriebe nicht umsetzbar, sodass diese Art von extensivierten Agri-PV-Anlagen, wenn überhaupt ein reines Nischenprodukt bleiben würde. Stattdessen sollte das Ziel sein, die extensivere Agri-PV zum neuen Standard der PV-Freiflächenanlagen zu erheben, sodass künftig so viele Anlagen wie möglich biodiversitätsfördernd gebaut werden.

### › Weitere Anpassungen erforderlich

Der BDEW sieht die **extensivere Agri-PV** als Chance an, um den PV-Ausbau bei gleichzeitig weiterer landwirtschaftlicher Nutzung (Doppelnutzen) voranzutreiben und gleichzeitig durch geringeren Einsatz von Pflanzenschutz- und Düngemitteln einen Beitrag zum Grundwasserschutz zu leisten. Im Hinblick auf den Einsatz von Düngemitteln sollten die Vorgaben der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Ausweisung von mit Nitrat belasteten und eutrophierten Gebieten (AVV GeA) eingehalten werden und Maßstab für die Bewertung der Stickstoffminderung nach dieser Regelung sein. Dafür und damit keine Schwierigkeiten in Bezug auf eine mögliche Doppelförderung auftreten, ist folgende Änderung des Gesetzestextes erforderlich:

| |
|---|
| § 38b Abs. 1a Nr. 2 a) EEG-E wird wie folgt geändert: |
| „2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Satz 2 nachweist, dass |
| a) bei der Stickstoffdüngung der nach § 3 Absatz 2 der Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, in Verbindung mit § 4 der Düngeverordnung ermittelte Stickstoffdüngebedarf auf der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, schlagspezifisch um 20 Prozent unterschritten wurde**, die Unterschreitungen müssen dabei jeweils über die in der AVV-GeA vom 16. August 2022 bzw. der entsprechenden** |

**Länderumsetzung festgelegten Grenzwerten hinausgehen**; ausgenommen sind Fälle nach § 10 Absatz 3 der Düngeverordnung“.

Die Kriterien in § 38b Abs. 1a sind nach Ansicht des BDEW zu weitreichend. Konkret schlägt der BDEW vor, dass in § 38b Abs. 1a die **Nummern 2 c) und d) ersatzlos gestrichen werden**. Einerseits bewirkt das Verbot des Einsatzes von Herbiziden bereits die Ansiedelung von Wildkräutern auf Ackerflächen und sowieso handelt es sich bei 2d um Dauergrünlandflächen, was „Altgrasstreifen“ überflüssig macht, andererseits wird damit ungerechtfertigter Mehraufwand in der Praxis und in der Nachweisführung (**unnötige Bürokratie**) vermieden.

Nach Auffassung des BDEW sollte kein **Gutachter** für die Nachweisführung zur Erfüllung der Kriterien zum Erhalt des Bonus für extensive Agri-PV beauftragt werden müssen. Vielmehr sollte aus Gründen der Bürokratievermeidung auf bereits vorhandene Daten zum Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln auf der entsprechenden Fläche zurückgegriffen werden. Deshalb fordert der BDEW konkret, in § 38b Abs. 1a den Satz nach Nr. 2 d) – beginnend mit „Der Nachweis, dass…“ – ersatzlos zu streichen. Bei berechtigten Bedenken sollte die Dokumentation auf Nachfrage einer qualifizierten Person vorgelegt werden müssen (Stichprobenkontrolle).

Sollen die Kriterien zum Erhalt des Bonus nach Auffassung des Gesetzgebers unbedingt von einem Gutachter geprüft werden, muss § 38b Abs. 1a EEG-E zur Vermeidung von Streitigkeiten die Qualifikation der „Gutachter“ definieren, z. B. in Form eines „Umweltgutachters“ im Sinne von § 3 Nr. 46 EEG. Anderenfalls kann jedwede Person ein entsprechendes Gutachten erstellen, was einen Missbrauch dieser Regelung eröffnet. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass der Netzbetreiber nicht die notwendige Fachkenntnis für eine inhaltliche Prüfung des Gutachtens hat und haben kann. Um Missbrauch zu vermeiden, ist die gesetzliche Vorgabe einer hinreichenden Qualifikation des entsprechenden Gutachters von erheblicher Relevanz. Da die Kosten eines solchen qualifizierten Gutachters wahrscheinlich höher liegen als die bei der Bonus-Berechnung eingepreisten Kosten, spricht sich der BDEW hier für eine entsprechende Anhebung des Bonus aus. Der BDEW sieht eine solche Maßnahme allerdings grundsätzlich sehr kritisch, da die Finanzierung von Gutachtenden für die Erstellung von entsprechenden Dokumenten eigentlich nicht die Aufgabe des EEG ist.

Zur nachhaltigen Versorgung mit Erneuerbarer Energie sollte in jedem Fall das Repowering dieser Flächen rechtsicher in dem Sinne ermöglicht werden, dass eine temporäre Beeinträchtigung der Biodiversität durch die Repoweringaktivitäten unschädlich bzw. von zu restriktiven Auflagen und Ausgleichsverpflichtungen freigestellt sind.

**Neue Sanktionen bei Nichterbringung von Nachweisen für bestimmte besondere Solaranlagen**

Nach § 53 Abs. 5 EEG-E soll sich der anzulegende Wert um 2,5 Cent/kWh verringern, wenn für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 a) EEG-E der Nachweis über den gleichzeitigen Nutzpflanzenanbau gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird. Dies soll für die Zukunft aufgehoben werden, wenn im darauffolgenden Jahr der erforderliche Nachweis für das jeweils zurückliegende Jahr erbracht wird. Diese beiden Sätze sollen entsprechend anzuwenden sein, wenn für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 b), c) und e) EEG der Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird.

Außerdem soll sich nach dem neuen § 54 Abs. 3 EEG-E der anzulegende Wert um 2,5 Cent pro Kilowattstunde verringern, wenn für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) EEG der Nachweis über den gleichzeitigen Nutzpflanzenanbau gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Absatz 1 Satz 4 nicht erbracht wird. Dies soll für die Zukunft aufgehoben werden, wenn im darauffolgenden Jahr der erforderliche Nachweis für das jeweils zurückliegende Jahr erbracht wird. Diese beiden Sätze sollen entsprechend anzuwenden sein, wenn für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 b), c) und e) EEG der Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird.

Schließlich soll sich der anzulegende Wert auf null verringern, soweit Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 h) und i) EEG, deren Berücksichtigung im Zuschlagsverfahren nach § 37c Abs. 1 EEG von der Einhaltung einer Verordnung abhängt, die die jeweilige Landesregierung nach § 37c Abs. 2 EEG erlassen hat, die Vorgaben dieser Verordnung nicht erfüllen.

**Bewertung:**

Insbesondere vor dem Hintergrund der problematischen Nachweisführung über den gesamten Förderzeitraum sieht der BDEW diese Neuregelungen bezüglich der Agri-PV zunächst kritisch.

Zwar besteht grundsätzlich ein berechtigtes Interesse des Gesetzgebers, dass die konstitutiven Merkmale der Agri-PV auch tatsächlich über die Nutzungsdauer vorliegen, um die spezifischen Förderrahmenbedingungen zu rechtfertigen. Insbesondere um möglichen Missbrauch (z. B. in Form einer Umgehung der Flächenkulisse) zu vermeiden, sind entsprechende Sanktionen bei Nichterfüllung grundsätzlich sinnvoll. Auch ist die vom Gesetzgeber intendierte klare Regelung der Sanktion wichtig für die Rechtsicherheit, da bislang die möglichen Konsequenzen eines (ggf. trotz bestmöglicher Bemühungen unvermeidlichen) Verstoßes unklar waren und damit zu erheblicher Investitionsunsicherheit geführt haben.

Die Ausgestaltung einer angemessenen und praktikablen Sanktion ist jedoch im Falle der Agri-PV nicht einfach:

Die Anforderung in jedem dritten Jahr die Weiterführung der landwirtschaftlichen Tätigkeit in den vergangenen drei Jahren durch eine gutachterliche Bestätigung nachweisen zu müssen, stellt schon jetzt ein erhebliches Investitionshemmnis dar. Dabei besteht nicht nur Unsicherheit im Hinblick auf die tatsächliche Fortführung der landwirtschaftlichen Tätigkeit, sondern auch im Hinblick auf den Nachweis, für den es keine Standards und Praxis gibt. Auch wenn der beteiligte Landwirt zu Beginn eines Projekts beabsichtigt, die landwirtschaftliche Tätigkeit im Sinne der DIN SPEC Anforderungen fortzusetzen, kann dies weder über die Laufzeit der Förderung durch das EEG noch über die Laufzeit der Kredite mit der notwendigen Sicherheit garantiert werden.

Die Gründe einer Abweichung (insbesondere vom gemäß DIN SPEC erforderlichen 66 % des Referenzertrags) können innerhalb der langen Laufzeit vielfältig sein (jährliche Schwankungen, Wechsel auf extensiveren bzw. biologischen Landbau, Pächter- und Eigentümerwechsel, unzureichende Datenbereitstellung/Datenschutz) sein und sind vom Betreiber der Solaranlage auch nicht abschließend vertraglich kontrollierbar. Eine tatsächliche Überwälzbarkeit einer etwaigen Pönalisierung ist zum einen wirtschaftlich unsicher und kann vorab den Landwirt abschrecken. Gerade mit Blick auf die Agri-PV-Anlagen, die den „Extensivierungsbonus" nach § 38b Abs. 1a EEG-E in Anspruch nehmen, dürfen keine neuen Unsicherheiten bzgl. der Erfüllung der Anforderungen der BNetzA (insbesondere anzulegender Referenzertrag) entstehen, da ansonsten ein investitionshemmendes Pönalisierungsrisiko droht.

Schließlich ist auch unklar, wie der geforderte „Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur“ für PV auf Moorflächen (Buchstabe e) Anwendung finden soll. Hier bestimmt die Festlegung der BNetzA als Anforderung lediglich, dass die Fläche *vorher* landwirtschaftlich genutzt wurde. Eine *gleichzeitige* Nutzung i. S. e. Paludikultur ist dagegen lediglich zulässig, aber nicht verpflichtend. Hier sollten zusätzliche Unsicherheiten dringend vermieden werden.

Die vorgeschlagenen Pönale von 2,5 ct/kWh erscheint zunächst rechtsicher und ausreichend, um Missbräuche abzuschrecken. Es sollte jedoch bedacht werden, dass die Pönale auf den anlegbaren Wert - insbesondere für größere Projekte - nur eingeschränkt wirken könnte, da die Möglichkeit besteht, in die sonstige Direktvermarktung mit Power-Purchase-Agreements (PPA) auszuweichen.

Andererseits würde der Verzicht auf jegliche Nachweisführung und ggf. Sanktionierung dem Grundgedanken eines qualitativ „höherwertigen Ausschreibungsgegenstandes“ ebenfalls nicht gerecht und könnte etwaige Missbräuche begünstigen.

Der BDEW begrüßt jedoch, dass der Förderanspruch bei Moor-PV nicht mehr komplett entfällt, sofern Anforderungen zeitweise nicht eingehalten werden. Dies schafft Investitions- und Finanzierungssicherheit für Vorhabenträger.

Der BDEW plädiert daher dafür, die Anforderung der wiederkehrenden Nachweisführung für Agri-PV-Anlagen auf Grünland zu streichen. Aus der bestehenden Festlegung für Agri-PV-Anlagen auf Ackerland und auf Flächen mit Dauerkulturen sollte die Anforderung der wiederkehrenden Prüfung ebenfalls gestrichen werden.

Es ist schnellstmöglich zu prüfen, wie ein praxistauglicheres Instrument der Nachweisführung aussehen könnte, das einen Missbrauch von Förderung vermeiden kann, ohne die Projekte allgemein mit investitionshemmenden Nachweisrisiken sowie Bürokratie zu belasten.

Zu beachten ist außerdem, dass eine Absenkung der Förderung um einen spezifischen Wert netzbetreiberseitig mit zusätzlichen systemtechnischen Aufwänden verbunden und daher abzulehnen ist.

## 3 Änderungen bei der Direktvermarktung: Technische Anforderungen

Dass Anlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung keine Anforderungen für die marktorientierte Steuerung mehr erfüllen müssen, begrüßt der BDEW ausdrücklich. Wir hatten uns für diese Änderung bereits im letzten Jahr eingesetzt (siehe BDEW-Positionspapier vom 8. September 2022). Folgende weitere Änderungen sind aus Sicht des BDEW darüber hinaus erforderlich, um die Direktvermarktung und insbesondere Nachweise für die Direktvermarktung zu erleichtern.

**BDEW-Formulierungsvorschlag für § 10b Abs. 1 EEG 2023-E**

*"(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen*

*1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit*

*a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und*

*b) die Einspeiseleistung* ***mindestens per Fernsteuerung auf null reduzieren kann, soweit die technische Möglichkeit besteht,*** *stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und*

*2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit*

*a) die Ist-Einspeisung abzurufen und*

*b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.*

*Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllen kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmers oder der anderen Person wahrnimmt. Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage oder folgenden Kalendermonats erfüllt werden.* ***Satz 4 gilt entsprechend, wenn das Direktvermarktungsunternehmen gewechselt hat.“***

**Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1b EEG 2023:**
Ältere PV-Anlagen verfügen regelmäßig nicht über die Möglichkeit zur stufenweisen (oder gar stufenlosen) Regelung. Alte Wechselrichter haben in der Regel nur einen An-/Aus-Schalter. Erst seit Einführung der Vorgängerregelungen des § 10b EEG 2021 wurde die Möglichkeit der stufenweisen Regelung in die Wechselrichter integriert. Entsprechend wurde für die technischen Einrichtungen vom Gesetzgeber für die netzdienliche Steuerung eine Amnestieregelung bereits in § 100 Abs. 4 EEG 2021 integriert. Gerade ausgeförderte Anlagen sollten nicht deshalb von der Direktvermarktung ausgeschlossen werden, weil der vorhandene Wechselrichter eine stufenweise Regelung nicht umsetzen kann. Der BDEW-Vorschlag stellt klar, dass für diese Anlagen eine Ein-/Ausschaltung ausreichend ist.

**Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 4:**
Der Nachweis der marktorientierten technischen Einrichtungen kann auch bei Wechsel eines Direktvermarktungsunternehmens nicht sofort geführt werden. Unnötige Sanktionierungen und in der Praxis zeitlich nicht umsetzbare technische Anforderungen müssen vermieden werden.

# 4 Mieter- und Gebäudestrom

## 4.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells

Der Regierungsentwurf sieht für das bestehende Mieterstrommodell eine Reihe von Verbesserungen vor: So können künftig auch Nicht-Wohngebäude für Mieterstrom-Projekte genutzt werden und den Mieterstrom-Zuschlag erhalten. Zudem wird das Modell nun auch für die

Belieferung gewerblicher Stromverbraucher geöffnet, sodass die Gruppe der möglichen Nutzer wesentlich erweitert wird.

Mit dem neuen § 21 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 wird allerdings klargestellt, dass ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag aus Anlagen auf Nicht-Wohngebäuden nur besteht, wenn es sich bei den beteiligten Akteuren nicht um verbundene Unternehmen im Sinne der EU-Gruppenfreistellungsverordnung handelt. Dadurch soll eine missbräuchliche Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags verhindert werden. Der BDEW geht davon aus, dass der Mieterstromanbieter diese Negativvoraussetzungen vor Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags nachweisen muss, im Zweifel durch Eigenerklärung.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt die Erweiterung des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag auf Nicht-Wohngebäude. Dadurch wird die Dachflächenkulisse für Mieterstromprojekte wesentlich verbessert. Der BDEW hatte für das bestehende Mieterstrommodell allerdings noch weitere Verbesserungen vorgeschlagen. So hat z. B. der BDEW-Vorschlag einer Anhebung des Mieterstrom-Zuschlags leider keinen Niederschlag gefunden. Für Mieterstromkonzepte mit Anlagen über 100 kW stellte sich zudem die Direktvermarkungspflicht für die (gewöhnlich geringen) Überschussstrommengen als ein Hemmschuh dar. Dieses Problem wird nur teilweise durch die neue Vermarktungsform der „unentgeltlichen Abnahme“ adressiert (siehe unter 7.3). Zudem sollte auch die Rolle von Speichern in Mieterstrommodellen noch konsequenter mitgedacht werden, um die durch den gewünschten erheblichen Zubau von Erneuerbaren Energien gerade in bereits stark ausgelasteten Netzen auftretenden Kapazitätsengpässe adressieren zu können. Beim virtuellen Summenzählermodell müssen Speicher und Energiefluss-Richtungssensor (EnFluRi) gemeinsam hinter dem Erzeugungszähler installiert werden, da keine Summenmessung vorhanden ist.

**Der BDEW schlägt** darüber hinaus die Korrektur einer in der aktuellen Regelung noch bestehenden Ungleichbehandlung vor, nämlich die Befreiung von Mieterstrom auch in der Umsetzungsoption mit dem Lieferkettenmodell. Derzeit ist nach aktueller Regelung die Stromsteuer zu erheben, während sie im Falle der Selbstbewirtschaftung nicht zum Tragen kommt. Damit sind Lieferkettenmodelle – also das Hauptinstrument zur Umsetzung der Mieterstrommodelle - kaum mehr wettbewerbsfähig.

### 4.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

Die gemäß dem Regierungsentwurf vorgesehene gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG-RegE) besteht als eigenständiges Modell neben dem nach EEG geförderten Mieterstrom, für das § 42a EnWG weitere vertriebsseitige Anforderungen enthält. Beide Modelle sind insbesondere dadurch abzugrenzen, dass bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vom Vermieter, von der Eigentümergemeinschaft bzw. einem Dritten, der Betreiber der

Anlage ist, ausschließlich der durch die gebäudeeigene Solaranlage erzeugte Strom bereitgestellt wird. Die an der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung teilnehmenden natürlichen oder juristischen Personen müssen ihren Reststrombedarf selbst decken. Neben dem Gebäudestromnutzungsvertrag mit dem Betreiber der PV-Anlage, über den sie den Solarstrom anteilig verbrauchen können, ist ein weiterer regulärer Stromliefervertrag erforderlich. Auch die Pflichten eines Lieferanten im Sinne des EnWG, welche mit einem hohen Maß an Aufwand in Bezug auf Informationspflichten einhergehen, treffen den PV-Anlagenbetreiber nicht.

Die durch die Gebäudestromanlage erzeugte elektrische Energie wird rechnerisch gemäß einem zwischen Anlagenbetreiber und teilnehmenden LetztverbraucherInnen zu vereinbarenden Verteilungsschlüssel auf alle teilnehmenden LetztverbraucherInnen aufgeteilt, begrenzt auf die Strommenge, die innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls in der Solaranlage erzeugt oder von allen teilnehmenden LetztverbraucherInnen verbraucht wird. Der Regierungsentwurf enthält neu eine Informationspflicht des Betreibers der Gebäudestromanlage gegenüber dem Letztverbraucher, wenn die Anlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen über einen erheblichen Zeitraum keinen Strom erzeugt und wenn die Anlage ihren Betrieb wieder aufnimmt. Ausdrücklich aufgenommen wurde der Verweis auf § 41 Abs. 5 EnWG (Information über Preisänderungen). § 42b Abs. 6 RegE enthält nun eine Anpassung für Konstellationen in Gebäuden mit Wohnungs- oder Teileigentum.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung eines Modells zur Teilhabe aller BewohnerInnen eines Gebäudes an der PV-Anlage auf dem Gebäudedach, unabhängig von ihrem Status als Mietender oder Vermietender an Strom aus der PV-Anlage des eigenen Gebäudedaches. Das vorgesehene Modell für die gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung im Gesetzentwurf weist damit in die richtige Richtung, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststrom-Lieferanten, Messstellen- und Netzbetreiber mit sich, da es in der Umsetzung höchst komplex ist und erheblichen Aufwand für Messstellenbetreiber und bei der Abrechnung bedeutet. Im Sinne einer massengeschäftstauglichen Umsetzung ist insbesondere ein willkürlich vereinbarter Verteilungsschlüssel für eine automatisiert und nachvollziehbare Energiezuordnung ungeeignet. Stattdessen sollte die Energieverteilung nach dem tatsächlichen Verbrauch aufgeteilt und nicht für jedes Gebäudestrommodell eine andere Aufteilung zugelassen werden. Dabei ist ein statischer Verteilungsschlüssel (unter Berücksichtigung des tatsächlichen Verbrauchs im Sinne einer einfachen Abwicklung vorzugswürdig. Darüber hinaus ist sicher zu stellen, dass die erforderliche Zählerstandsgangmessung (sowie die komplexe Datenaufarbeitung) zwingend für den Messstellenbetreiber zu wirtschaftlichen Konditionen erfolgt. Im Übrigen weist der BDEW daraufhin, dass § 42b Abs. 5 EnWG-E Fragen des Netzzugangs

regelt und in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen dürfte. Die Komplexität wird insbesondere dann noch weiter ansteigen, wenn einzelne Teilnehmer zusätzliche Steckersolargeräte innerhalb der Kundenanlage betreiben. Der BDEW hat selbst einen Vorschlag entwickelt, der energiewirtschaftlich deutlich einfacher zu realisieren ist. Dieser sieht eine Volleinspeisung und nur virtuelle Zuweisung in Form einer finanziellen Beteiligung der Bewohner des Gebäudes vor. Es unterscheidet sich daher erheblich vom im Gesetzentwurf vorgesehenen Modell (siehe im Folgenden).

**Das BDEW-Modell**

Im BDEW-Gebäudestrommodell sollte der Strom eines Gebäudedaches voll eingespeist und regulär vergütet werden (PV-Aufdachanlagenvergütung). Zusätzlich wird ein Aufschlag gezahlt, der allen Bewohnerinnen und Bewohnern des Gebäudes über eine festgelegte Ermäßigung der Nebenkosten in der Nebenkostenabrechnung aufgeschlüsselt nach Grundfläche der Wohnung weitergegeben wird. Es kommt also nur zu einer virtuellen Zurechnung des Stromertrags vom Gebäudedach. Dadurch könnten die Hausbewohnerinnen und Hausbewohner am Ertrag der PV-Anlage auf ihrem Dach teilhaben, es würden aber komplexe Mess- und Abgrenzungsanforderungen und abzuwickelnde Einzelverträge entfallen, die künftig bei dem im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung anfallen würden.

Der Aufschlag auf die EEG-Vergütung für volleinspeisende PV-Aufdachanlagen schafft im BDEW-Modell einen wirtschaftlichen Anreiz für den Gebäudeeigentümer: Einen Teil dieses Aufschlages kann der Eigentümer oder Betreiber der PV-Dachanlage behalten und so seine durch die Umsetzung des Modells entstehenden Mehrkosten decken.

Um den Einsatz von PV-Anlagen auf neuen Gebäuden stärker anzureizen, schlägt der BDEW eine verbesserte Anrechnung der energetischen Bilanzierung in § 23 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vor: Künftig sollte neben den Strombedarfen der technischen Gebäudeausrüstung auch der Nutzerstrom – also echter „Haushaltsstrom“ – im GEG abzugsfähig bzw. anrechenbar sein. Damit würden größere Vorteile in der energetischen Bilanzierung einhergehen und die Anrechnung wäre praxisnäher. Die Anrechnung auf den Erneuerbare-Energien-Anteil im Gebäude nach GEG sollte künftig für alle Mieter- und Gebäudestrommodelle möglich werden, auch für bereits bestehende Modelle. Durch die rein finanzielle Weitergabe des Ertrags aus der PV-Aufdachanlage würden komplexe energiewirtschaftliche Mess- und Abrechnungsmodelle entfallen.

**Bewertung des im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Modells**

Das im Gesetzentwurf vorgeschlagene Modell einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bedarf in jedem Fall weiterer Klarstellungen und Anpassungen und ist in der vorliegenden Form abzulehnen. Die bislang im Mieterstrommodell kritisierte Komplexität und die daraus entstehenden negativen Auswirkungen werden einseitig auf den Netz- und

Messstellenbetreiber verlagert. Wird dieses Modell bspw. kombiniert mit dem durch das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) neu eingeführten virtuellen Summenzählermodell, mit Modell 3 des laufenden Festlegungsverfahrens zu § 14a EnWG, der heute zur Verfügung stehenden Messtechnik sowie der freien Wahl des Messstellenbetreibers je Messlokation, erscheint das Modell energiewirtschaftlich nur schwer abbildbar.

› Exkurs: Virtuelles Summenzählermodell und Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber

Grundsätzlich vereinfacht das virtuelle Summenzählermodell nach § 20 Abs. 1d EnWG die Prozesse, vor allem bzgl. der Ab- und Berechnung des Mieter- oder Gebäudestromobjekts. Gerade in Kombination mit dem vorgesehenen Gebäudestrommodell stellen sich allerdings noch viele Umsetzungsfragen hinsichtlich der Abbildung von Leitungsverlusten in der Kundenanlage, der Behandlung nicht technischer Stromverluste sowie der Berücksichtigung der erheblichen Messabweichungen, die durch Verrechnung der zahlreichen kleinen Messwerte auftreten:

Das im Rahmen des GNDEW aufgenommene virtuelle Summenzählermodell gemäß § 20 Abs. 1d Satz 3 EnWG wirft in der praktischen Umsetzung verschiedene Fragen auf. In diesem Modell entfällt der physische Summenzähler. Messtechnisch erfasst werden lediglich Erzeugung und sämtliche einzelnen Verbräuche (Einzelbezüge). Basierend auf all diesen Messwerten kann der VNB entsprechende Marktlokationen über einen virtuellen Summenzähler aufbauen und Bezug und Einspeisung der Kundenanlage bilanzieren. Aus Sicht des BDEW erscheint die Umsetzung des virtuellen Summenzählermodells in der Praxis nur in Fällen mit wenigen Letztverbrauchern, einer kleinen Erzeugungsleistung (bis 30 kW) und mit nur einem zuständigen Messstellenbetreiber für alle Messlokationen möglich und sachgerecht. Entsprechend sollte das Solarpaket, in dem auch EnWG-Anpassungen zu finden sind, für eine Korrektur genutzt werden.

- Die **Kommunikationsverbindung** muss stabil sein, da die Verteilnetzbetreiber fortlaufend die zum jeweiligen Zeitpunkt gültigen Daten vom Messstellenbetreiber erhalten müssen.
- Fraglich ist, **was mit Abschnitten im Objekt passieren** soll, in denen beim Wegfall des physischen Summenzählers **nicht mehr gemessen** wird. Dies wären in einem großen Haus mit vielen Mietparteien wesentliche Mengen, wenn der Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung nicht mehr an der Übergabestelle gemessen wird. Auch „untechnische“ Leitungsverluste wären kaum feststell- oder überprüfbar.
- Zwar wäre über § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG der Messstellenbetreiber grundsätzlich auch zuständig für alle der Abrechnung und Bilanzierung zu Grunde liegenden Messlokationen. Offen ist allerdings, wie die **Kommunikation mit dem Messstellenbetreiber,**

**die in der Regel über den Lieferantenvertrag mit dem über das Netz beliefernde EVU für die Messlokation (Unterzähler Verbraucher) jeweils zuständig sind, erfolgen soll**.

- Die **Fehlergrenzen bei Verrechnung von Messwerten** (Verrechnung mehrerer, in großen Kundenanlagen sehr vieler Einzelzähler zur Errechnung der Werte für eine Marktlokation und der resultierenden Überschusseinspeisung am virtuellen Netzverknüpfungspunkt) wären deutlich höher als bei physischer Messung am Netzverknüpfungspunkt.

› Messstellenbetreiber und Messung

Kritisch sieht der BDEW die Ausgestaltung in Form einer physikalischen Nutzung mit 15-Minuten-Messung. Das Modell stellt damit einen neuen energiewirtschaftlichen Ansatz dar, bei welchem an einem Zählpunkt zwei Belieferungsverhältnisse unterschiedlicher Akteure abgewickelt werden. Die Abbildung zweier unterschiedlicher Lieferanten für einen Letztverbraucher mit rein virtuellen Messwerten ohne flankierende Mitteilungspflichten zwischen den Beteiligten wird die Energiewirtschaft vor sehr große Herausforderungen in der Praxis stellen. Insbesondere ist die Zuständigkeit verschiedener Messstellenbetreiber für dieselbe Marktlokation nicht abbildbar.

Dieser zusätzlich entstehende Aufwand wird vollständig auf den Messstellenbetreiber abgewälzt, obwohl dieser das Modell technisch noch nicht standardisiert und effizient abbilden kann. Insbesondere stellt die Umsetzung zum 1. Januar 2024 (Inkrafttreten) eine enorme Herausforderung dar, da die technischen Voraussetzungen und die hierfür erforderlichen Informationsaustauschprozesse nicht vollständig vorliegen werden.

Zudem ist es mit den derzeit festgelegten jährlichen Preisobergrenzen nach dem MsbG keinesfalls wirtschaftlich.

Auch ist unklar, welche Energielieferung (Gebäudestrom- oder Residuallieferung) die Auswahl des Messstellenbetreibers bestimmt oder eventuell Messstellenbetriebsentgelte zwischen den beiden Belieferungsformen aufgeteilt werden. Die Residuallieferungen werden in der Regel als all-inclusive Verträge, inkl. Messtellenbetriebs und Netzentgelte, angeboten. Hierfür muss es eindeutige Regelungen geben. Die rein virtuelle Verrechnung führt dazu, dass sich die originären ¼-stündlichen Zählerwerte aus dem intelligenten Messsystem von den vom Messstellenbetreiber für den jeweiligen Lieferanten abgegrenzten und mitgeteilten Zählerstandsdaten unterscheiden und ggf. zu einem Informations- und Transparenzdefizit gegenüber dem Kunden mit erhöhtem Clearingaufwand führen werden. Der Messstellenbetreiber muss sowohl zum Anlagenbetreiber, den teilnehmenden Letztverbrauchern als auch den jeweiligen Lieferanten der einzelnen teilnehmenden Letztverbraucher einen Datenaustausch und ggf. einen Clearing-Prozess aufrechterhalten – für alle 35.000 Viertelstundenwerte des Jahres. Der Messstellenbetreiber sollte ebenso wie die teilnehmenden Letztverbraucher über Stillstände der Erzeugungsanlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen informiert werden.

**Rolle des VNB**

Bisher sieht § 42b Abs. 5 EnWG-RegE lediglich eine Informationspflicht des Aufteilungsschlüssels gegenüber dem Netzbetreiber vor. Die zusätzlichen Pflichten aus der Marktkommunikation führen auch hier zu deutlichen höheren Aufwänden des Netzbetreibers. U. a. müsste diese Information vom Netzbetreiber nicht nur dem Messstellenbetreiber, sondern auch dem Reststromlieferanten mitgeteilt werden.

› **Nur mit deutlichen Verbesserungen für VNB, MSB und Lieferanten abbildbar**

Jedenfalls bedürfte das vorliegende Modell einer klaren Begrenzung auf bestimmte Konstellationen, u. a. mit nur einem einzigen Messstellenbetreiber und aufgrund der Fehlerpotenzierung bei der Verrechnung von Messwerten auf eine begrenzte Anzahl von teilnehmenden Gebäudestromteilnehmern. Zur Verringerung der Komplexität dürfte eine Anpassung des Aufteilungsschlüssel nur mit einer festgelegten Frist, bspw. von mindestens drei Monaten zum nächsten Monatsersten kommuniziert werden bzw. eine Anpassung möglich sein. Essenzielle Voraussetzung für eine Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung wäre eine Informationsplicht gegenüber allen Beteiligten, dass an einer Abnahmestelle/Marktlokation eine gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG-RegE vorliegt. Hierbei sind die (Reststrom-)Lieferanten unbedingt einzubeziehen, da diese Belieferungsform unmittelbare Auswirkungen auf die Energiebeschaffung und -mengenbilanzierung beim Reststromlieferanten hat. Eine Information wäre daher erforderlich bei einer Erstteilnahme oder Beendigung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sowie bei einem Lieferanten- und Kundenwechsel an der jeweiligen Abnahmestelle. Es müsste von Vornherein klargestellt werden, dass lediglich die vom Messstellenbetreiber abgegrenzten und mitgeteilten Messwerte die abrechnungsrelevanten Werte für Netzbetreiber und Lieferanten darstellen.

Weiterhin sollte zumindest in der Begründung klargestellt werden, ob und in welcher Höhe der ins Netz eingespeiste Überschussstrom im Gebäudestrommodell nach EEG vergütet wird und ob hierfür bspw. auch die unentgeltliche Abnahme genutzt werden können soll. Zudem müsste die Nutzung von zwischengespeichertem PV-Strom vom Gebäudedach in diesem Modell möglich sein. Die Nutzung eines Speichers ist in der derzeitigen Fassung definitorisch ausgeschlossen, weil die Gebäudestromanlage nur „solare Strahlungsenergie“ einsetzen darf. Dies dürfte gegen Art. 21 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verstoßen, der laut Begründung hiermit umgesetzt werden soll. Allerdings dürfte die Einbindung von Speichern die Komplexität in diesem Modell nochmals deutlich erhöhen. Auch wird es dadurch noch deutlich schwieriger für den Endkunden, die Energiemengen des jeweiligen Lieferverhältnisses nachzuvollziehen.

Für den Lieferanten des Gebäudestrom entfallen Informationspflichten nach §§ 40, 41 Absatz 1 bis 4 und 6 und 7 sowie nach § 42 Absatz 1 EnWG. Der BDEW gibt zu bedenken, dass dies

den Gebäudestromlieferanten deutlich besser als die Reststrom-Lieferanten stellt. Grundsätzlich sollten für alle Lieferverhältnisse gleiche Grundvoraussetzung gelten.

Der BDEW befürwortet in jedem Fall das eigene vorgeschlagene Gebäudestrommodell als unkomplizierte und praxistaugliche Alternative. Das im Gesetzentwurf vorgeschlagene Gebäudestrommodell sollte in der Branche intensiv diskutiert und die Abwicklung insbesondere mit Blick auf die Rolle des Messstellenbetreibers klar durchdacht werden. Eine kurzfristige Umsetzung selbst mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen sehen wir nicht.

Ungeachtet der geäußerten Kritik weist der BDEW daraufhin, dass § 42b Abs. 5 EnWG Fragen des Netzzugangs regelt. Nach dem Urteil des EuGH vom 2. September 2021, Az. C 718/18, dürfte die Kompetenz für die detaillierte Regelung dieser Sachverhalte bei der Bundesnetzagentur liegen. Zumindest müsste die Bundesnetzagentur von den gesetzlichen Vorgaben abweichen können.

Daher erscheint es naheliegend an Stelle konkreter gesetzlicher Vorgaben eine Verordnungsermächtigung oder Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur zu schaffen, in der auch das Zusammenspiel mit dem neuen virtuellen Summenzählermodell berücksichtigt werden kann.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW ausdrücklich den vorgesehenen Fortbestand des bisherigen Mieterstrommodells und die Verbesserungen.

# 5 Änderungen beim Netzanschluss

Der BDEW setzt sich gemeinsam mit seinen Mitgliedsunternehmen dafür ein, dass Netzanschlussbegehren durch Fortschritte bei Standardisierungs- und Digitalisierungsprozessen erheblich beschleunigt werden. Die Vereinheitlichung der Netzanschlussbegehren für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird in enger Abstimmung mit der BNetzA aus der Branche selbst heraus erarbeitet. Wir arbeiten intensiv daran, dass der exponentielle Anstieg insbesondere bei Anschlussbegehren von PV-Anlagen auf diese Weise zügig abgearbeitet werden kann.

## 5.1 Änderungen bei der Datenabfrage

Die Beratungen mit Netzbetreibern und Projektierern haben dabei deutlich gemacht, dass eine Beschleunigung in der Praxis nur dann gelingen kann, wenn im Webportal auch Angaben abgefragt werden, die für die initiale Bearbeitung der Netzanschlussanfrage zwar nicht verpflichtend zu befüllen sind, den weiteren Prozess beim Netzbetreiber allerdings erheblich beschleunigen, weil sie ohnehin zu einem späteren Zeitpunkt erfragt werden müssten. Wenn tatsächlich einzig die Abfrage der Maximalvorgaben umgesetzt würde – nur für die Stellung des Netzanschlussbegehrens – wäre im Anschluss ein weiteres, zeitraubendes „Daten-Ping-Pong“ zwischen den Beteiligten zu erwarten.

Sehr positiv ist daher, dass der Regierungsentwurf die Anregung des BDEW aufgreift, im Sinne einer Beschleunigung alle relevanten Daten möglichst frühzeitig im Prozess abzurufen. Die ergänzenden Daten sollten sich allerdings nicht nur auf die Daten nach § 8 EEG, sondern auch auf die Pflichten hinsichtlich der technischen Vorgaben für die netzdienliche Steuerung sowie die Ausführung und Nutzung des Anschlusses nach § 10 EEG 2023 beziehen, die im weiteren Anschlussverfahren benötigt werden. Zudem sollten frühzeitig Daten u. a. für Veräußerungs-/Bilanzierungs- und Vergütungszwecke im Sinne einer maximalen Beschleunigung abgefragt werden. Dies ist derzeit nur in der Begründung des Regierungsentwurfs angedeutet, sollte aber gesetzlich verankert werden.

**BDEW-Vorschlag zu Nr. 5a und d:**

In § 8 Abs. 5 Satz 2 Nr. 2 und § 8 Abs. 7 Satz 2 Nr. 2 EEG-E wird die Formulierung „ihre Pflichten nach diesem Paragrafen erfüllen“ wie folgt angepasst:

> *„ihre Pflichten nach ~~diesem Paragrafen~~ **den Paragrafen 8 bis 10a** erfüllen.“*

§ 8 Abs. 5 und § 8 Abs. 7 EEG 2023 wird folgender Satz angefügt:

> ***„Daten, die für die Zwecke von Teil 3 für den Netzbetreiber relevant sind, können ebenfalls über das Verfahren nach diesem Paragrafen abgefragt werden.“***

### 5.2 Netzanschlussverfahren für Anlagen bis 30 kW

Bereits in der Stellungnahme zur Umsetzung der EU-Notfallverordnung in § 100 Abs. 14 EEG 2023 hatte der BDEW darauf hingewiesen, dass die befristet strengeren Fristen für den Netzanschluss von PV-Anlagen bis 50 kWp und nun unbefristet strengere Regelungen für den Anschluss von Anlagen bis 30 kW weitere Fragen aufwerfen.

Die Änderungen in § 8 Abs. 6 S. 1 EEG-RegE, nach der der Netzbetreiber innerhalb von acht Wochen bereits für alle Anlagen die komplette Netzverträglichkeitsprüfung und deren Ergebnis dem Anlagenbetreiber vorlegen muss, stellt kein geeignetes Mittel dar, um Netzanschlussvorhaben zu beschleunigen. Obwohl Anlagen bis 30 kW, die auf einem Grundstück mit bestehendem Netzanschluss errichtet werden, an diesem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden können, ist dennoch eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich, da die verfügbare Netzkapazität nicht in allen Fällen für einen sofortigen Anschluss ausreicht. Ohne vorherigen Netzausbau bzw. Mitteilung, mit welcher Anschlussleistung eine sofortige Einspeisung ggf. möglich wäre, würde die Systemstabilität gefährdet. Der BDEW bittet in diesem Zusammenhang auch zu berücksichtigen, dass die Priorisierung von Anlagen bis 30 kW nicht nur Einfluss auf die Bearbeitung anderer Netzanschlussbegehren, insbesondere für größere Anlagen, haben wird, sondern auch Auswirkungen auf Leistungsreservierungsverfahren für Netzanschlussbegehren für Anlagen über 30 kW haben kann.

Der BDEW bittet hierzu außerdem um Klarstellung, inwiefern sich die Mitteilung des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung von der Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts unterscheidet. Nach dem Verständnis des BDEW wäre die Mitteilung des Ergebnisses ein „wo“ und „wann“ angeschlossen werden kann, der Verknüpfungspunkt selbst das „wo“. Der Einleitungssatz und die Nummer 2 des Absatzes 6 erscheint in der jetzigen Fassung gedoppelt. Positiv hervorzuheben ist redaktionell, dass in § 8 Abs. 6 Satz 3 EEG-RegE (neu) die Voraussetzungen für einen sofortigen Anschluss nun klarer benannt werden: Teilt der Netzbetreiber nicht rechtzeitig mit, dass der bestehende Verknüpfungspunkt „noch nicht“ als Verknüpfungspunkt geeignet ist, können die Anlagen angeschlossen werden. Für den Netzbetreiber wird damit ersichtlich, dass er innerhalb der Frist die temporäre Nichteignung des Verknüpfungspunkts für den Anlagenbetreiber deutlich machen muss.

### 5.3 Verzahnung EEG und MsbG für technische Einrichtungen klarstellen (§§ 9 und 10b EEG 2023)

Mit dem GNDEW wurde in § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 eine Regelung aufgenommen, wonach bei Neuanlagen bis zur Ausstattung von Anlagen mit intelligenten Messsystemen im Segment über 25 bis 100 kW für die Übergangszeit keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind, um stranded investments zu vermeiden. Der Gesetzgeber ging zu diesem Zeitpunkt davon aus, dass dem Auftrag innerhalb von 4 Monaten nach § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG entsprochen werden muss. Da der Messstellenbetreiber diese Pflicht nun erst ab 2025 aufgrund der notwendigen Priorisierung des Rollouts erfüllen muss, stellt sich die für die Praxis drängende Frage, ob ein Antrag des Anlagenbetreibers nach § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 bereits jetzt dazu führt, dass keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind. Ob Anlagen in diesem Leistungssegment tatsächlich gesteuert werden müssen, ist eine Frage des jeweiligen Netzgebiets. Um für Anlagenbetreiber stranded investments zu vermeiden, sollte die Exkulpation in den Netzgebieten möglich sein, in denen der Netzbetreiber absehbar auf eine Steuerung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems, über das die Steuerung in der Praxis möglich ist, verzichten kann.

**BDEW-Vorschlag zu § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG:**

> „Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 2 ist nicht anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber den Messstellenbetreiber nach Absatz 1b Satz 2 beauftragt hat. **Dies gilt auch, wenn der Auftrag vor dem 1. Januar 2025 gestellt wurde, sofern der Netzbetreiber die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung bis zum Einbau des intelligenten Messsystems nicht als erforderlich erachtet.“**

Eine ähnliche Problematik besteht bei § 9 Abs. 1b EEG 2023, auf den auch § 10b EEG 2023 verweist (marktorientierte Steuerung durch den Direktvermarkter). Danach kann der Anlagenbetreiber seine Pflichten zur Ausstattung mit technischen Einrichtungen für die Sichtbarkeit und

Steuerbarkeit der Anlagen durch Antrag beim Messstellenbetreiber nach § 34 Abs. 2 MsbG erfüllen. Auch hier ist in der Praxis strittig, ob dieser Antrag bereits vor dem 1. Januar 2025 gestellt werden kann und der Anlagenbetreiber damit seine Pflichten erfüllt, wenn der Messstellenbetreiber die entsprechenden Anlagen noch nicht ausrüstet. Der BDEW schlägt eine Klarstellung dahingehend vor, dass der Auftrag der Zusatzleistung nur dann zu einer Exkulpation führt, wenn tatsächlich intelligente Messsysteme eingebaut werden.

**BDEW-Vorschlag für eine Klarstellung des § 9 Abs. 1b Satz 2 EEG:**

> *„Beauftragt der Anlagenbetreiber den Messstellenbetreiber nach § 34 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes mit den erforderlichen Zusatzleistungen, so genügt er abweichend von Absatz 1 Satz 1 und Absatz 1a bereits mit der Auftragserteilung seinen dort genannten Verpflichtungen**, sofern der Einbau eines intelligenten Messsystems ab dem 1. Januar 2025 beauftragt wird oder der Messstellenbetreiber angekündigt hat, dass die Anlagen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden.“***

Die unter 6.3. vorgeschlagenen Änderungen sollten rückwirkend zum 27. Mai 2023 (Inkrafttreten des GNDEW) in Kraft treten.

### 5.4 Verordnungsermächtigung für Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung

§ 95 Nr. 2a EEG-RegE soll es der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrats ermöglichen, Cyber- und Versorgungssicherheitsbelange bei der Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen berücksichtigen zu lassen. Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass gerade bei Gefahr im Verzug entsprechende Anforderungen festgelegt werden müssen. Der BDEW gibt jedoch zu bedenken, dass aktuell unterschiedliche Akteure und Urheber in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen technische Anforderungen setzen und definieren: Derzeit wird der neue network code „requirements for generators“ konsultiert, das EnWG trifft bereits Regelungen zu technischen Anlagen, wobei es im Grundsatz der Branche (FNN) überlassen ist, diese Regelungen zu fassen. In weiteren Gesetzentwürfen soll es stärkere bzw. klar gefasstere Mitspracherechte der BNetzA bei Erarbeitung dieser Regelungen geben. Parallel definiert das MsbG bereits bestimmte Sicherheitsanforderungen, für die das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die Grundsätze aufstellt.

Da es im Kern in all diesen Regelungen um das gleiche Thema der Netzsicherheit geht, spricht sich der BDEW dafür aus, die Verordnungsermächtigung in § 95 Nr. 2a EEG-RegE ersatzlos zu streichen und im Rahmen eines einheitlichen Konzepts mit ausreichender Verbändekonsultation abzustimmen. Dabei sollte insbesondere beachtet werden, dass nachträgliche Anforderungen an ein etabliertes Geschäftsfeld oder sogar dessen vollständige Untersagung nicht ungeachtet der damit verbundenen Folgen für bestehende und künftige Geschäftsmodelle und ungeachtet bereits getätigter Investitionen für Anbieter und einer Vielzahl an Kunden aufgestellt werden dürfen.

# 6 Änderungen bei Windenergieanlagen

Nach dem Gesetzentwurf soll es für den Bereich Windenergieanlagen nachfolgende Änderungen im EEG 2023 geben:

## 6.1 Verlängerung der BNK-Frist

Durch die Änderungen in § 9 Abs. 8 Satz 3 EEG und die Einfügung des neuen Satz 4 soll die Pflicht der Betreiber von Windenergieanlagen zur Ausstattung der Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) um ein Jahr auf den 1. Januar 2025 verlängert werden. Durch den neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG sollen Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, verpflichtet werden, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde zu stellen.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Verlängerung der Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit einem BNK-System um ein Jahr auf den 1. Januar 2025. Diese Fristverlängerung hatten wir bereits in unserer Stellungnahme zur Wind-an-Land Strategie als auch in der Stellungnahme zur Änderung der AVV-Kennzeichnung angeregt. Durch die Fristverlängerung wird folgerichtig auch die drohende unverschuldete Pönalisierung der Betreiber durch Strafzahlungen i. S. d. § 52 EEG abgewendet, die sich z. B. aus den neuen Anforderungen durch die laufende Novellierung der AVV-Kennzeichnung für Windenergieanlagen an Land sowie durch das Rundschreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie "Rundschreiben an die OWPs mit Ausstattungsverpflichtung mit einer BNK und Baumusterprüfstellen" für Windenergieanlagen in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone ergeben können. Es hat sich im laufenden Jahr gezeigt, dass die Umsetzung der BNK an Bestands- und Neuanlagen stockend verläuft. Obwohl sich die Betreiber frühzeitig um eine Ausstattung der Anlagen durch die Hersteller bemüht haben, ist aufgrund von Lieferengpässen durch die Corona-Pandemie sowie den Ukraine-Krieg und aufgrund von langwierigen behördlichen Genehmigungsprozessen eine fristgerechte Ausstattung nicht möglich gewesen.

- **Weitere Anpassungen erforderlich**

Der BDEW sieht allerdings die „unverzügliche" Notwendigkeit der Antragstellung auf Zulassung einer BNK-Einrichtung insoweit kritisch, als unklar ist, an welchen Zeitpunkt die Unverzüglichkeit anknüpfen soll. Dies ist insoweit von Relevanz, als die Begründung des Regierungsentwurfs klarstellt, dass bei Verletzung der Unverzüglichkeit eine Pönalisierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 eintreten soll. Außerdem muss der Anlagenbetreiber verpflichtet sein, dem

Netzbetreiber die Antragstellung und die Unverzüglichkeit derselben nachzuweisen. Daher regt der BDEW zur Erleichterung der netzbetreiberseitigen Abwicklung des neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG-E folgende Ergänzung der Regelung an:

> *„Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, sind verpflichtet,* ***bei Windenergieanlagen auf See unverzüglich nach Bekanntgabe der entsprechenden Vorgaben durch die jeweils zuständige Behörde und bei Windenergieanlagen an Land nach dem 31. Dezember 2023, aber vor dem 1. März 2024,*** *einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde zu stellen****; sie haben dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber diesen Antrag in Kopie unverzüglich nach Antragstellung im Rahmen der Mitteilung nach § 71 EEG bis zum 29. Februar 2024 zu übersenden****.“*

Wenn in dieser Regelung und in § 52 EEG nicht geklärt wird, an welchen Zeitpunkt die Unverzüglichkeit anknüpft, muss die Sanktionierung des Anlagenbetreibers bereits im Jahre 2024 wegen nicht fristgerechter Antragstellung gestrichen werden.

### 6.2 Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023

Der neue § 11a EEG 2023 sieht vor, dass sowohl der Grundstückseigentümer als auch der Nutzungsberechtigte dazu verpflichtet sind, die Verlegung, Errichtung, Instandsetzung und den Schutz und Betrieb von Leitungen und sonstigen Einrichtungen auf dem Grundstück zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen an den Netzverknüpfungspunkt zu dulden. Darüber hinaus wird eine Duldungspflicht von Direktleitungen gem. § 3 Nr. 12 EnWG statuiert. Der Verlauf der verlegten Leitungen wird durch einen Bestandplan ersichtlich. Zu diesem Zweck darf insbesondere der Betreiber das Grundstück betreten und befahren. Eingeschränkt wird das Recht des Betreibers dadurch, dass regelmäßig nur Grundstücke nutzbar sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu erreichen. Gemäß § 11a Abs. 2 EEG 2023 soll der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswerts der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche zahlen. Gem. § 11a Abs. 6 EEG besteht nunmehr die Pflicht, die Modalitäten der zu duldenden Nutzung vertraglich zu regeln. Neu aufgenommen wurde zudem, dass die Duldungspflicht nicht gilt, wenn das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt die Einführung einer Duldungspflicht für die Verlegung einer Netzanschlussleitung. Dies hat das Potenzial, den Realisierungsprozess für Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich zu beschleunigen.

Zu begrüßen ist die Umsetzung einer BDEW-Forderung, wonach durch eine inhaltliche Klarstellung in § 11a Absatz 6 EEG neben Grundstücken explizit auch Verkehrswege aufgeführt werden. Damit greift die vom Gesetzgeber intendierte Klarstellung zur Verpflichtung der öffentlichen Hand umfassend. Dennoch ist zu erwarten, dass der vorgesehene Abschluss eines Gestattungsvertrages mit dem Straßenbaulastträger für die Ausgestaltung der Duldungspflicht auf öffentlichen Verkehrswegen einen unnötigen Verwaltungsaufwand verursacht.

Durch die Ergänzung des § 11a Abs. 5 EEG wurde der BDEW-Forderung dahingehend entsprochen, dass die Duldungspflicht die Rechte bestehender Infrastrukturen unberührt lässt und damit die Befahrung bzw. Nutzung der Grundstücke nur ohne Gefährdung der vorhandenen Versorgungsleitungen möglich ist und die Anschlussleitungen unter Beachtung der technischen Mindestabstände sowie unter Schonung der vorhandenen Rechte verlegt werden.

Die Ausnahme von der Duldungspflicht wegen der Landes- und Bündnisverteidigung ist zu weit gefasst. Es ist nicht möglich einzuschätzen, wie viele Grundstücke betroffen wären, dadurch drohen unsachgemäße Ergebnisse.

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Die Duldungspflicht sollte auch für Netzanschlussleitungen für Batteriespeicher gelten, da Erneuerbare-Energien-Anlagen zur besseren Systemintegration zunehmend in Kombination mit Batteriespeichern am gleichen oder einem abweichenden Netzanschlusspunkt geplant werden.

Darüber hinaus regen wir im Interesse einer langfristigen Planungssicherheit an, den Grundstückseigentümer per Gesetz dazu zu verpflichten, die dingliche Absicherung der Duldungspflicht innerhalb einer angemessenen Frist von sechs Monaten in Form einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch zu gewähren.

Der BDEW regt im Sinne der betroffenen Grundstückseigentümer zudem an, dass die Entschädigung nicht erst bei Inbetriebnahme, sondern bereits bei Baubeginn, also dem tatsächlichen Eingriff, entrichtet wird. Für die Ausgestaltung der Duldungspflicht auf öffentlichen Verkehrswegen regt der BDEW an, anstelle des Gestattungsvertrags mit dem Straßenbaulastträger eine Baudurchführungsvereinbarung (technische Abstimmung) zur Herstellung der Kreuzung ausreichen zu lassen.

Ergänzend könnte eine *Definition von Verkehrswegen* - analog der Regelung in § 125 Absatz 1 Satz 2 TKG – in den Begriffsbestimmungen des § 3 EEG aufgenommen werden:

*„Als Verkehrswege gelten öffentliche Wege, Plätze, Brücken und Tunnel sowie die öffentlichen Gewässer.“*

Der BDEW regt an, die sog. “Schutzstreifenfläche” als auch die “Unzumutbarkeit” genau zu definieren. In der Gesetzesbegründung sollte ergänzt werden, dass der Verkehrswert aufgrund der möglichen Vielzahl betroffener Grundstücke möglichst aufwandsarm (z. B. Anhand von Bodenrichtwerten) ermittelt werden soll, um unverhältnismäßigen Aufwand und Zeitbedarf für Einzelgutachten zu vermeiden. Sollte die Duldungspflicht ohne Eintragung im Grundbuch umgesetzt werden, schlagen wir zumindest die Einrichtung eines Registers vor, um Transparenz über verlegte Leitungen zu gewährleisten und Konflikten bei der Verlegung zusätzlicher, bspw. kreuzender Leitungen, vorzubeugen. Die Duldungspflicht sollte zudem auch für die Kabelverlegung innerhalb des Erneuerbare-Energien-Projekts gelten, wenn dieses z. B. von einer Straße oder Bahntrasse durchschnitten wird. Schließlich könnte in der Gesetzesbegründung ein Hinweis ergänzt werden, ab welcher Verlegetiefe z. B. nicht mehr von einer „Unzumutbarkeit“ im Sinne des Gesetzes auszugehen ist. Die Ausnahmereglung sollte nur dann greifen, wenn der Zweck der Landes- und Bündnisverteidigung durch die fraglichen Leitungen gefährdet würde.

### 6.3 Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b EEG 2023:

In § 11b EEG 2023 soll die Duldungspflicht des Eigentümers oder Nutzungsberechtigten für die Überfahrt und Überschwenkungen während der Errichtung und des Rückbaus von Windenergieanlagen geregelt werden. Weiterhin hat der Betreiber das Recht, betreffende Grundstücke für eine Überfahrt zu ertüchtigen und die Pflicht, nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand wieder herzustellen. § 11b Abs. 2 EEG 2023 statuiert eine Zahlungspflicht des Betreibers an den Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung des Grundstücks eingeschränkt war. Nach Errichtung der Windenergieanlagen soll der Betreiber einen Betrag von 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar zahlen. Neu aufgenommen wurde, dass die Duldungspflicht nicht gilt, wenn das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient.

**Bewertung**

Grundsätzlich ist die Einführung einer gesetzlichen Duldungspflicht für das Überfahren und für Überschwenkungen zur Errichtung und nunmehr auch zum Rückbau zu begrüßen.

- **Weitere Anpassungen erforderlich**

Die Thematik erforderlicher Überfahrten und Überschwenkungen kann sich auch während des Betriebs im Falle eines erforderlichen Austauschs von Großkomponenten, bei größeren Instandhaltungsmaßnahmen stellen. Der BDEW regt daher zusätzlich an, die Duldungspflicht auch auf den Betrieb zu erweitern.

§ 11b Abs. 1 Satz 3 muss zudem dahingehend ergänzt werden, dass die Duldungsplicht nicht nur dann nicht besteht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird, sondern auch dann, wenn die auf oder im Grundstück belegenen (Energie-)Infrastrukturen -, wie zum Beispiel Gasversorgungsleitungen - durch die Überfahrt unzumutbar beeinträchtigt werden. So wird gewährleistet, dass die Betreiber von Windenergieanlagen die erforderlichen Vorkehrungen treffen, um unzumutbare Auflasten auf die Versorgungsleitungen durch Ertüchtigungen des Grundstücks zu verhindern bzw. eine anderweitige Zuwegung vorzusehen, wo dies im Einzelfall nicht möglich ist. Nicht umfasst ist von § 11b EEG bislang das Recht zur Ertüchtigung und Verbreiterung der Wege/Wegeverbreiterung. Dies sollte ergänzt werden. Auch sollte § 11b EEG nicht nur für die Errichtung von Windenergieanlagen gelten, sondern gleichermaßen für alle Arten von PV, also für alle Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie es auch der Entwurf des § 11a EEG vorsieht. Zudem ist die Ausnahme von der Duldungspflicht wegen der Landes- und Bündnisverteidigung an dieser Stelle zu weit gefasst. Es ist nicht möglich einzuschätzen, wie viele Grundstücke betroffen wären, es drohen jedoch potenziell unsachgemäße Ergebnisse. Die Ausnahmereglung sollte nur dann greifen, wenn der Zweck der Landes- und Bündnisverteidigung durch die fraglichen Leitungen gefährdet würde.

### 6.4 Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023)

Durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Änderung in § 36e Abs. 1 EEG 2023 sollen die Realisierungsfristen für Windenergie an Land von derzeit 30 Monaten um drei Monate auf insgesamt 33 Monate verlängert werden.

**Bewertung**

Die Verlängerung der Realisierungsfristen ist grundsätzlich zu begrüßen. Dennoch wird eine Verlängerung der Realisierungsfristen um lediglich drei Monate den tatsächlichen Marktumständen nicht gerecht. Während der Corona-Krise sowie im Zuge des russischen Überfalls auf die Ukraine haben sich Lieferzeiten für Anlagenkomponenten teilweise erheblich verlängert. Es gibt deshalb derzeit große Probleme, Komponenten für Erneuerbare-Energien-Anlagen zu bekommen. Das betrifft insbesondere Transformatoren, aber auch andere Komponenten. Dies wiederum führt dazu, dass es kaum mehr abzuschätzen ist, ob die Realisierungsfristen des EEG für Projekte eingehalten werden können. Planer laufen dadurch in die Gefahr, Bankgarantien zu verlieren.

- **Weitere Anpassungen erforderlich**

Der BDEW schlägt daher vor, die Realisierungsfristen für die anstehenden Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land auf Antrag von derzeit 30 Monaten um 12 Monate zu verlängern. Dies sollte befristet für zwei Jahre erfolgen, um insgesamt den Ausbau nicht zu weit zu verschieben. Durch diese Maßnahme wird die Gebotsabgabe für neue Projekte verbessert,

indem für Bieter der zeitliche Realisierungsdruck verringert wird. Durch eine solche an der Erforderlichkeit ausgerichtete und zudem für zwei Jahre befristete Verlängerung, besteht kein Risiko, den Ausbau der Windenergieanlagen zu weit zu verschieben.

Für die Verlängerung von Bestandszuschlägen und befristet auch bei künftigen Zuschlägen, die noch nicht durch Ablauf der Realisierungsfrist erloschen sind, sollte eine sog. “Opt-In-Lösung” - beispielsweise durch Antrag bei der Bundesnetzagentur - eingeführt werden. Dies hätte den Vorteil, dass Vorhabenträger frei wählen könnten, eine verlängerte Frist zur Projektrealisierung zu nutzen, aber nicht zwangsläufig an eine verlängerte Realisierungsfrist gebunden sind.

Der BDEW schlägt dazu folgende Korrekturen im EEG 2023 vor:

*„§ 36e Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land*

*(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind.* ***Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Satz 1 gestellt hat, kann die Bundesnetzagentur die Frist nach Satz 1 auf 42 Monate verlängern; der Bieter kann in dem Antrag auch eine kürzere Verlängerung der Frist wählen. Satz 2 ist auf Zuschläge anwendbar, die nicht ab dem Gebotstermin des 1. Augustes 2025 erteilt worden sind.****"*

*„§ 100 Übergangsbestimmung*

*(…)*

***(13a) § 36e Abs. 1 Satz 2 und 3 ist entsprechend anwendbar auf Zuschläge, die in einem Gebotstermin für Windenergieanlagen an Land vor dem 1. August 2023 erteilt worden sind, soweit der Zuschlag nicht bereits zu diesem Zeitpunkt erloschen gewesen war."***

Aufgrund von Engpässen gerade bei der Lieferung von Umspannwerken ist auch eine Verlängerung der **Realisierungsfristen für neue Solaranlagen des ersten Segmentes** unbedingt erforderlich. Der BDEW schlägt deshalb vor, die Realisierungsfrist bis Inbetriebnahme grundsätzlich von 18 Monaten (§ 37d EEG 2023) auf 36 Monate zu erhöhen. Entsprechende gesetzliche Anpassungen müssten dann – wie vorstehend für Windenergieanlagen – auch für Solaranlagen des ersten Segmentes gemacht werden.

### 6.5 Änderungen in § 55 EEG 2023

In § 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 wurde die Pönalisierungsfrist für die verspätete Inbetriebnahme von Windenergieanlagen nach dem Zuschlag von 24 Monaten um drei Monate auf insgesamt 27 Monate verlängert.

**Bewertung**

Durch die Verlängerung der Realisierungsfrist gemäß § 36e Abs. 1 EEG 2023 wurde auch die Anpassung der Pönalisierungsfrist gemäß § 55 EEG 2023 erforderlich. Dennoch greift diese Fristverlängerung zu kurz (s. vorstehend unter Nr. 6.4.).

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Entsprechend der vorstehend vorgeschlagenen Anpassung des § 36e EEG 2023 sollte auch die Pönalefrist gemäß § 55 EEG 2023 um insgesamt maximal 12 Monate mit der vorstehend vorgeschlagenen "Opt-In-Lösung" der Bieter verlängert werden.

## 7 Änderungen bei den Fördergrundlagen

Der Gesetzesentwurf sieht mehrere Änderungen bei den EEG-Fördergrundlagen vor, die der BDEW teilweise begrüßt, aber teilweise auch für nachbesserungswürdig erachtet:

### 7.1 Kommunale Beteiligung

Die Anwendbarkeit von § 6 EEG 2023 wird von „Freiflächenanlagen" (im Sinne von § 3 Nr. 22 EEG 2023) auf „Solaranlagen des ersten Segments" erweitert. Damit kann die Regelung auch auf PV-Anlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen" angewendet werden.

Zudem sollen Vereinbarungen über die Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 künftig auch in elektrischer Form abgeschlossen werden dürfen.

Schließlich soll der Abschluss von Vereinbarungen über Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 bei PV-Anlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB nun bereits vor der Genehmigung der Solaranlagen des ersten Segments, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Anlage, zulässig sein, wenn vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit beschlossen wird.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt die **Erweiterung des Anwendbarkeitsbereichs der kommunalen Beteiligung** auf „Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen". Dies entspricht der BDEW-Forderung aus der Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK. Allerdings fehlt in den im Regierungsentwurf vorgesehenen Änderungen in § 100 EEG eine Regelung, die klarstellt, ob diese Ausweitung auf Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen" auch für Bestandsanlagen oder nur für Neuanlagen anzuwenden ist. Die Begründung des Regierungsentwurfs lässt keinen gesetzgeberischen Willen erkennen. Aus § 100 Abs. 2 EEG 2023 heraus wäre jedenfalls der insoweit geänderte § 6 Abs. 1, 3 und 5 EEG-RegE auch auf Bestandsanlagen anwendbar.

Wenn der Gesetzgeber dies nicht beabsichtigt, sollte dies durch eine klarstellende Regelung im Gesetz verankert werden.

Der BDEW begrüßt hingegen für **Solaranlagen** grundsätzlich die vorgesehene Änderung in § 6 Abs. 4 EEG 2023: Der Abschluss von Verträgen zur kommunalen Beteiligung bei Solaranlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB soll hiernach nun auch dann zulässig sein, wenn die Gemeinde beschließt, keinen Bebauungsplan aufzustellen, weil bauplanungsrechtlich ein solcher für dieses Vorhaben nicht erforderlich ist. Daneben soll auch dann der Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung vor dem Beschluss eines Bebauungsplans zulässig sein, wenn der Bebauungsplan nicht zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit erforderlich ist, d. h. im Falle der grundsätzlichen bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit der Anlage im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB. Der BDEW geht davon aus, dass dies auch dann gilt, wenn die zuständige Gemeinde zuerst eine Baugenehmigung für das Vorhaben erteilt und dann für die entsprechende Fläche nachträglich einen Bebauungsplan beschließt, wenn aber der Vertragsabschluss hier vor dem Satzungsbeschluss des Bebauungsplans erfolgte. Dies entspricht aktuell der Praxis, wenn Gemeinden trotz Privilegierung einen Bebauungsplan aufstellen möchten. Sollte diese Variante nicht vom Regierungsentwurf abgedeckt sein, sollte dieser im Bundestag entsprechend angepasst werden. Ansonsten droht ein entsprechender Vertragsabschluss aufgrund von § 6 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023 wegen Nichteinhaltung von § 6 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 nachträglich strafbar zu werden. Dann sollte die Regelung wie folgt klarstellend angepasst werden:

> *„(4) Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragrafen bedürfen der schriftlichen oder der elektronischen Form und dürfen bereits geschlossen werden*
>
> 1. *vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder*
> 2. *vor der Genehmigung der Solaranlagen des ersten Segments, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Anlage,* ***~~wenn~~ soweit*** *vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit beschlossen wird****; die Vereinbarung darf auch dann vor der Genehmigung der Solaranlage des ersten Segments abgeschlossen werden, wenn die Gemeinde oder der Landkreis erst nach Erteilung einer Baugenehmigung beschließen sollte, einen zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit nicht erforderlichen Bebauungsplan aufzustellen****“.***

Darüber hinaus ist in **§ 6 EEG 2023** unklar, ob für **„fiktive Strommengen“** nach Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2023 sowohl für Windenergieanlagen an Land als auch für Solaranlagen eine kommunale Beteiligung gezahlt werden darf. Nach § 6 Abs. 2 EEG 2023 ist diese Zahlung für „fiktive Strommengen“ nur für Windenergieanlagen zulässig. Der Wortlaut in § 6 Abs. 5 EEG 2023 ist aber

insoweit missverständlich, als dass anscheinend für beide Anlagen die an die Gemeinde oder den Landkreis geleisteten Zahlungen vom Netzbetreiber zurückerstattet werden dürfen.

**Formulierungsvorschlag:**

*„(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land* ***~~oder Freiflächenanlagen~~*** *eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragrafen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.* ***Satz 1 ist für Solaranlagen des ersten Segments hinsichtlich der tatsächlich eingespeisten Strommenge entsprechend anzuwenden.“***

### 7.2 Änderungen bei den sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023

**Keine sanktionsweise Zahlungspflicht bei Defekt bestimmter technischer Einrichtungen**

Nach § 52 Abs. 3 EEG-E soll bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach § 52 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 oder 8 EEG 2023, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat entfallen. Dies betrifft die Verstöße gegen die Verpflichtung

- zum Einbau und Betrieb technischer Einrichtungen nach § 9 EEG 2023 und Vorgängerregelungen (Nr. 1),
- zum Einbau und Betrieb von BNK-Einrichtungen nach § 9 Abs. 8 EEG (Nr. 3),
- zum Einbau und Betrieb von Einrichtungen zur Anlagensteuerung durch den Direktvermarkter nach § 10b EEG (Nr. 4) und
- wenn entgegen § 21b Abs. 3 EEG 2023 nicht die gesamte Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird (Nr. 8).

Für das Vorliegen eines Defektes wird außerdem die Darlegungs- und Beweislast gesetzlich geregelt.

**Bewertung**

Der BDEW sieht die Änderungen bei der Sanktionsregelung in § 52 EEG 2023 grundsätzlich als positiv an. Allerdings sollte der im Regierungsentwurf vorgesehene Satz aus gesetzessystematischen Gründen nicht an Absatz 3, sondern an Absatz 1 oder 2 angehängt werden, da diese Bestimmungen die Entstehung bzw. die Höhe der entsprechenden gesetzlichen Zahlungspflicht der Sanktion regeln.

Der BDEW begrüßt auch die Ergänzung im Regierungsentwurf hinsichtlich der Darlegungs- und Beweislast für den technischen Defekt und dass die Regelung nur für Verstöße ab dem 1. Januar 2024 anzuwenden ist. Der BDEW hatte beides gegenüber dem BMWK gefordert.

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass sich der **technische Defekt** nur auf die **„technische Einrichtung“** als solche beschränkt und beschränken darf, nicht auf die Peripherieeinrichtungen wie die dazugehörige Datenfernübertragungs-Einrichtung einschließlich Kabel etc.

Der BDEW weist darüber hinaus auch darauf hin, dass ein solcher „technischer Defekt“ auch durch **Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit** herbeigeführt werden kann, mit dem Ziel, dass die Anlage für den VNB oder ÜNB nicht regelfähig ist. Dies entspricht leider gegenwärtig bereits dahingehend der Praxis, dass regelverpflichtete EEG-Anlagenbetreiber nicht auf Regelaufrufe von Netzbetreibern reagieren. Daher bietet die im Regierungsentwurf vorgesehene Regelung auch Missbrauchspotential zum Nachteil der Netz- und Systemsicherheit. Dies kann dadurch behoben werden, dass der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nicht nur die Vorlage eines technischen Defektes nachweisen muss, sondern auch, dass der Defekt unverschuldet eingetreten ist und die nötigen Maßnahmen zur Wiederherstellung der ordnungsgemäßen Funktionsfähigkeit zeitlich auf das absolut notwendige Maß begrenzt wurden.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass die **Inbezugnahme von technischen Einrichtungen nach „Nr. 8“** nicht in die Aufzählung passt und gestrichen werden muss: Die viertelstündliche Messung und Bilanzierung wird durch den Messstellenbetreiber realisiert und ist Teil der technischen Einrichtungen, für die der Anlagenbetreiber verantwortlich ist. Gleiches gilt für Verstöße des Anlagenbetreibers gegen die **BNK-Pflicht nach § 52 Abs. 1 Nr. 3 i. V. mit § 9 Abs. 8 EEG 2023**: Diese Verstöße wird der Netzbetreiber nicht bemerken, weshalb eine entsprechende Sanktionierung im laufenden Betrieb der Windenergieanlage wegen zwischenzeitlichen Defektes der Einrichtung kaum vorstellbar ist.

Daher sollte die neue Regelung aus BDEW-Sicht wie folgt ergänzt werden:

> *„Bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, ~~Nummer 3, Nummer 4~~ oder Nummer 4 ~~8~~, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat,* ***wenn der Defekt ohne Verschulden des Anlagenbetreibers eingetreten ist****; für das Vorliegen eines* ***unverschuldeten*** *Defektes trägt der Anlagenbetreiber gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber die Darlegungs- und Beweislast in Textform.“*

Hinsichtlich sonstiger aus BDEW-Sicht notwendiger Änderungen in § 52 EEG 2023 wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter Nr. 10.1.3 verwiesen.

## 7.3 Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“

Hierbei muss zwischen

- der im Gesetzentwurf vorgesehenen Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme" (s. nachfolgend unter 7.3.1) und
- der nach BDEW-Ansicht neu zu schaffenden automatischen Zuordnung von Anlagen bis 100 kW, die keine Steckersolaranlagen sind, zur Einspeisevergütung (nachfolgend unter 7.3.2) unterschieden werden:

### 7.3.1 Im Gesetzentwurf vorgesehene Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“

Als weitere Vermarktungsform im Rahmen des Verkaufs des Stroms an den Netzbetreiber wird die „unentgeltliche Abnahme“ für Anlagen bis 200 kW (bei Inbetriebnahme bis Ende 2025 auch bis 400 kW, § 100 Abs. 14 EEG-E) eingeführt, wenn für diese Anlagen keine Zahlung geltend gemacht wird. Die Wahl dieser Abnahmeform gilt als fehlende Geltendmachung von Zahlungen. Dann verringert sich der Förderanspruch auf null.

Außerdem darf eine Anlage gemäß dem Gesetzentwurf der Ausfallvergütung nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

Parallel hierzu wird klargestellt, dass die Inanspruchnahme der „unentgeltlicher Abnahme“ nicht als Zahlung im Sinne von § 80a EEG 2023 gilt und dass dementsprechend auch keine „Anrechnung“ dieser Vermarktungsvariante auf Bundes- oder Landesförderungen nach dieser Regelung erfolgen muss. Dies hat Relevanz insbesondere für entsprechende Förderprogramme für Steckersolaranlagen sowie für größere PV-Anlagen.

Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten zudem der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet.

**Bewertung**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass mit der neuen Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme eine Alternative zur Direktvermarktung geschaffen wird, um der Herausforderung zu begegnen, dass Anlagen > 100 kW mit hohen Eigenverbrauchsanteilen Schwierigkeiten haben, für die geringen Reststrommengen einen Vermarkter zu finden. Dieser Vorschlag stellt eine deutliche Verbesserung dar, da hierdurch tatsächlich ein Anreiz entstehen kann, die Anlage > 100 kW zu dimensionieren, obwohl für die eingespeiste Strommenge keine Vergütung gezahlt wird.

Die Einführung dieser Regelung erleichtert außerdem insbesondere die Abwicklung von Stromeinspeisungen aus Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber sonst auf eine Vergütung verzichten würde, z. B. bei Steckersolaranlagen und bei Anlagen, bei denen der Betreiber aus anderen Gründen keine Förderung in Anspruch nehmen möchte oder darf.

Der BDEW gibt allerdings zu bedenken, dass für Betreiber von größeren Anlagen, die **vorrangig in Eigenversorgung betrieben** werden, die Wahl dieser Förderform quasi alternativlos ist, weil bei der Wahl der „Ausfallvergütung“ nach dem vorliegenden Gesetzentwurf der 80 %-Förderung in den sechs förderfähigen Kalendermonaten pro Kalenderjahr gemäß dem Gesetzentwurf eine Förderung in Höhe von null i. V. mit einer Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 in den übrigen Monaten des Jahres gegenüberstehen würde. Es besteht das Risiko, dass dieser Umstand die Investition in entsprechende Anlagen unattraktiv macht, insbesondere dann, wenn die Sanktionierung nach § 52 EEG die übrige Förderung übersteigt. Außerdem ist dem Anlagenbetreiber bei erstmaliger Auswahl oder Zwangszuordnung zur „unentgeltlichen Abnahme“ erst einmal für die kommenden zwei Jahre der Zugang zur Ausfallvergütung versperrt. Sollte eine entsprechende Investitionshemmung eintreten, sieht der BDEW nur die Anhebung der Direktvermarktungsschwelle oder die auskömmlichere Förderung der in das Netz eingespeisten Strommenge für entsprechende Anlagen mit vorrangiger Eigenverbrauchsdeckung als Alternativen an, damit diese Investitionen überhaupt getätigt werden können.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der **Stichtag für die 400 kW-Schwelle** nach dem Wortlaut von § 100 Abs. 14 EEG-E auf die *Inbetriebnahme* der Anlage abstellt, während die Gesetzesbegründung zu dieser Regelung auch so gelesen werden kann, dass selbst für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2026 ab diesem Datum nur noch die 200 kW-Grenze gilt. Dies würde bedeuten, dass für entsprechende Bestandsanlagen ab dem 1. Januar 2026 in der Leistungszone größer 200 und bis zu 400 kW keine „unentgeltliche Abnahme“ mehr praktiziert werden darf. Hier ist zur Vermeidung von Missverständnissen eine Präzisierung im Gesetzeswortlaut erforderlich.

Schließlich sollte die neue Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme inhaltlich auf „Steckersolaranlagen“ und Anlagen oberhalb von 100 kW bis zur entsprechenden Leistungsgrenze (200 bzw. 400 kW) beschränkt werden. **Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW**, die keine Steckersolaranlagen sind, sollten hingegen automatisch der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage keine anderweitige Zuordnung getroffen hat (s. nachfolgender Abschnitt).

### 7.3.2 Automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW zur Einspeisevergütung

Neben der grundsätzlichen Befürwortung einer neu einzuführenden „unentgeltliche Abnahme“ im Rahmen der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante nach § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-E sieht der BDEW es als erforderlich an, dass EEG-Anlagen, die keine

Steckersolaranlagen sind, bis 100 kW automatisch der Vermarktungsform der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber bei Inbetriebnahme der Anlage keine andere Vermarktungsform gewählt hat. Das Zusammenspiel zwischen

- den auch gesetzlich stets im Fluss befindlichen kürzeren Fristen des Netzanschlusses gerade für Kleinanlagen und
- der Sanktionierung der fehlenden Zuordnung einer EEG-Anlage zu einer Vermarktungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2023 nach Maßgabe des § 21c EEG 2023 durch § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023

führt in vielen Fällen bereits jetzt regelmäßig dazu, dass der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme seiner Anlage die für die Anlage anzuwendende Vermarktungsform dem Netzbetreiber nicht oder nicht fristgerecht mitgeteilt hat. Obwohl der Anlagenbetreiber in den ganz überwiegenden Fällen hierbei den Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Wege der regulären Einspeisevergütung gewählt hätte, wird diese Nichtmeldung der Vermarktungsform dann nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 sanktioniert. Die Erklärung und Geltendmachung des daraus folgenden gesetzlichen Zahlungsanspruchs des Netzbetreibers gegen den Anlagenbetreiber führt bereits jetzt zu einem erheblichen manuellen Clearingaufwand bei den Netzbetreibern. Verständlicherweise kann der Kunde nicht nachvollziehen, dass ein schneller Netzanschluss nicht parallel zu einer kurzfristigen „korrekten“ Anmeldung der Veräußerungsform läuft.

Andererseits erscheint es dem BDEW auch unverhältnismäßig, diese größeren und vielfach für eine Volleinspeisung ausgelegten Anlagen dann der unentgeltlichen Abnahme zuzuordnen. Daher befürwortet der BDEW in diesen Fällen eine automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW (ausgenommen Steckersolaranlagen) zum Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Rahmen der „regulären“ Einspeisevergütung. Hatte der Anlagenbetreiber eine andere Vermarktungsform beabsichtigt, aber nicht dem Netzbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage mitgeteilt, kann der Anlagenbetreiber diese Zuordnung jederzeit mit Monatsfrist nach Inbetriebnahme ändern. Durch diese Änderung wird

- die Sanktionierung des Anlagenbetreibers vermieden,
- der Mehraufwand bei Netzbetreibern reduziert,
- die Abwickelbarkeit des Stroms im EEG-Netzbetreiberbilanzkreis sichergestellt und
- die Vermarktung automatisch der im ganz überwiegenden Regelfall verwendeten Einspeisevergütung zugeordnet.

§ 21c Abs. 1 Satz 3 ff. in der Fassung des Gesetzentwurfs sollte daher wie folgt angepasst werden:

> *„Anlagen**, die Steckersolaranlagen sind, oder** mit einer installierten Leistung **oberhalb** von **100 und mit** weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der*

*unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. Abweichend von Satz 3 gilt eine ausgeförderte Anlage mit Beendigung des Anspruchs auf Zahlung nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante für ausgeförderte Anlagen nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 4 zugeordnet, soweit der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat. Die Zuordnung einer Anlage entspricht der Geltendmachung des entsprechenden Anspruchs.* ***Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die keine Steckersolaranlagen sind, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber für diese Anlagen keine andere Zuordnung getroffen hat. Für die Anwendbarkeit der Sätze 3 und 6 sind für die Bestimmung der installierten Leistung § 24 Absatz 1 oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden.“***

### 7.4 Änderungen bei der „Ausfallvergütung“

Im Gesetzentwurf ist vorgesehen, dass anstelle des Marktwertes (Monats- bzw. Jahresmarktwert) als Höhe der Ausfallvergütung bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr nun die Förderung auf null gesetzt wird, um die dauerhafte Inanspruchnahme der Ausfallvergütung weniger lukrativ zu machen. Außerdem darf eine Anlage der Ausfallvergütung nach dem Gesetzentwurf nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

**Bewertung**

Für die Zeitfenster bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr ist trotz Absenkung der Förderung vom aktuellen Marktwert auf null weiterhin auch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 anzuwenden, da § 52 EEG nicht entsprechend geändert werden soll. Dementsprechend tritt neben einer Vergütungsreduzierung auf null noch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 ein. Der BDEW sieht diese Doppelbestrafung kritisch.

### 7.5 Ausgeförderte Anlagen

„Ausgeförderte Anlagen“, d. h. solche mit einer Leistung bis zu 100 kW, die keine Windenergieanlagen sind, werden gemäß dem Gesetzentwurf automatisch dem Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber mit Ende der eigentlichen EEG-Förderung keine andere Zuordnung getroffen hatte. Die Begrenzung auf 100 kW und auf Nicht-Windenergieanlagen ergibt sich aus der Legaldefinition der ausgeförderten Anlage in § 3 Nr. 3a EEG 2023.

**Bewertung:**

Der BDEW beurteilt diese Änderung grundsätzlich als positiv, da entsprechende Zuordnungsfehler bei ausgeförderten Anlagen in der Vergangenheit regelmäßig vorgekommen sind. Dieses Problem wird nun durch die vorgesehene Gesetzesänderung gelöst.

Für **ausgeförderte Anlagen über 100 kW** und generell bei **ausgeförderten Windenergieanlagen** bleibt allerdings weiterhin die derzeitige Rechtsunsicherheit, wie mit der faktischen Weiterbilanzierung im EEG-Netzbetreiber-Bilanzkreis umzugehen ist. Aktuell speisen solche Anlagen teilweise weiterhin ohne Benennung eines Direktvermarkters in das Netz des Netzbetreibers ein. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diese Anlagen bei nicht rechtzeitiger Zuordnung zur ungeförderten Direktvermarktung zwangsweise dem EEG-Netzbetreiberbilanzkreis zugeordnet werden können (siehe den Hinweis zur Zuordnung von ausgeförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen). Die damit verbundenen Fragen der korrekten Bilanzierung der Anlagen sowie möglichen Ausgleichsansprüchen sollten konsequenter Weise aber auch für ausgeförderte Anlagen über 100 kW im EEG 2023 geregelt werden (unentgeltliche Abnahme, Strom gilt für Bilanzierungszwecke als vergütet). Der BDEW sieht es daher als sinnvoll an, dass die automatische Zuordnung einer Einspeisung in das Netz zur „unentgeltlichen Abnahme“ auch dann anzuwenden ist, wenn eine „ausgeförderte Anlage“ mit einer Leistung oberhalb von 100 kW oder wenn eine ausgeförderte Windenergieanlagen jeweils ohne Benennung eines Direktvermarkters und seines Bilanzkreises Strom in das Netz des Netzbetreibers einspeisten. Der BDEW sieht hier keine beihilferechtliche Problematik, da die Anlagenbetreiber für den insoweit eingespeisten Strom keinerlei Förderung erhalten.

Daher sollte folgender neuer § 21c Abs. 1 Satz 4 aufgenommen und der neue Satz 5 wie folgt geändert werden:

> *„[3] Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet.* ***[4] Satz 3 ist auch für Anlagen entsprechend anzuwenden, für die kein Förderanspruch nach diesem Gesetz oder einer früheren Fassung dieses Gesetzes mehr besteht.*** *[5] Abweichend von* ***Satz 2 und*** *3 gilt eine ausgeförderte Anlage (…).“*

## 8 Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung

Die

- vom Anlagenbetreiber oder einem von ihm beauftragten Dritten im Rahmen der MaStR-Registrierung mitzuteilenden Daten und

- die vom Netzbetreiber im Rahmen der BNetzA-Prüfaufforderung zu überprüfenden Daten sowie
- die Daten zu Marktakteuren und Behörden, zu Stromverbrauchseinheiten, zu Gaserzeugungs- und Gasverbrauchseinheiten, zu Strom- und Gasspeichereinheiten und zu technischen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchslokationen und technischen Gaserzeugungs- und Gasverbrauchslokationen

sollen gemäß dem Gesetzentwurf in der Anlage zur Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) grundlegend geändert werden.

### 8.1 Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV

Hinsichtlich der Notwendigkeit der Mitteilung der Anlagendaten vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber verweist der BDEW auf die vorstehenden Ausführungen unter Nr. 2.2 und Nr. 6. Der BDEW befürwortet jedoch, dass die **Zählernummer** bei Steckersolaranlagen nach Nr. II.1.6.4.1 der Anlage der MaStRV künftig verpflichtend angegeben werden muss. Nur mit dieser Information ist die Zuordnung zwischen einem Steckersolargerät und einem Netzanschluss überhaupt möglich.

Darüber hinaus muss die BNetzA ebenfalls eine **„kommunikationsfähige Adresse“** des Anlagenbetreibers über das MaStR abfragen. Dies gilt unabhängig von der Leistung der Anlage, also auch für Steckersolaranlagen. Der Hintergrund ist, dass den Netzbetreiber zwar häufig der Anlagenbetreiber mit Ort, Straße und Hausnummer bekannt ist, der Netzbetreiber allerdings keine Informationen über die Kontaktierbarkeit des Anlagenbetreibers (E-Mail-Adresse, Telefon) hat. Wenn insoweit datenschutzrechtliche Probleme angenommen werden, sollte diese Information zwar abgefragt werden, aber nur dem Netzbetreiber und nicht der Öffentlichkeit über das Register mitgeteilt werden.

### 8.2 Erfassung von Wärmedaten

Mit einer Ergänzung in § 111e EnWG soll das MaStR um Daten über Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze und -speicher sowie deren Betreiber erweitert werden.

**Bewertung**

Aus Sicht des BDEW ist die Erfassung dieser Daten im Sinne einer effizienten Sektorkopplung zwar nachvollziehbar, eine Regelung hierzu im EnWG und die Verwaltung der Daten durch die BNetzA als Betreiberin des MaStR wird jedoch kritisch gesehen und sollte gestrichen werden.

Die Wärmeversorgung ist nicht Regelungsgegenstand des EnWG. Als spezialgesetzliche Ausprägung enthält das EnWG kartellrechtliche Vorgaben zur Regulierung des Strom- und Gasbereichs. Der Gesetzgeber hat beim Erlass des EnWG eine bewusste Entscheidung getroffen, für weitere Sparten keine spezialgesetzlichen Vorgaben zu treffen. Das bedeutet, für den Bereich

der Wärmeversorgung gilt damit nach wie vor das allgemeine Kartellrecht. Eine Ausdehnung des Anwendungsbereichs des EnWG auf andere Energieträger kann daher nicht nachvollzogen werden.

Es bleibt darüber hinaus unklar, was der Gesetzgeber mit der Erhebung dieser Daten konkret bezweckt. Hier fehlt eine hinreichende Begründung, auch für die rechtliche Legitimation der Datenerfassung.

Eine im EnWG verankerte Registrierungs- bzw. Datenlieferverpflichtung für Wärme sollte zumindest im Zusammenhang mit der Gas- und Stromversorgung stehen, so etwa nur für solche Anlagen gelten, die einen wesentliche Einfluss auf die Sektorkopplung haben. Dazu gehören beispielsweise große Wärmeerzeugungsanlagen, die in einem wesentlichen Umfang Strom direkt zur Erzeugung von Wärme nutzen (Power-to-Heat, Großwärmepumpen), nicht aber Verbraucher, die für den reinen Netzbetrieb benötigt werden (also z. B. Pumpen im Wärmenetz). Auch Geothermieanlagen müssen wegen extrem flacher An- und Abfahrkurven von Maßnahmen zur stromseitigen Flexibilisierung und damit auch von der Registrierungspflicht ausgenommen bleiben. Grundsätzlich sollten nur Anlagen ab 1 Megawatt registrierungspflichtig sein, um den Aufwand für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber im angemessenen Rahmen zu halten.

# 9 Weitere Themen

## 9.1 Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate

§ 49d EnWG soll zunächst für den Bereich der Einheiten- und Komponentenzertifikate von Erzeugungseinheiten ein zentrales Register schaffen, wobei spätere Erweiterungen des Registers auf weiterem Gegenstande (bspw. Netzbetriebsmittel) möglich bleiben. Die Vorschrift enthält umfangreiche Regelungen für die Beleihung einer fachlich qualifizierten Stelle zur Errichtung und Betrieb eines Registers, das die Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie Energieanlagenteilen zum Zweck hat. Im Kontext der elektrotechnischen-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) ist insbesondere die zentrale Erfassung von Einheiten- und Komponentenzertifikaten relevant und gewünscht, siehe hierzu auch die BDEW-Stellungnahme zur Vereinfachung der Zertifizierungsanforderungen.

Der Anwendungsbereich für Energieanlagen und Energieanlagenteile generell erscheint allerdings als zu umfangreich, insbesondere, wenn dem Register auch Netzbetriebsmittel unterfallen sollen. **Der BDEW befürwortet daher eine Begrenzung auf die Einheiten- und Komponentenzertifikate, damit eine Erweiterung des Anwendungsbereichs angemessen geprüft werden kann und nicht ohne weitere Verbändeanhörung erfolgt.**

## 9.2 Messstellenbetriebsgesetz

Konsequenterweise erweitert der Regierungsentwurf den Anwendungsbereich der Selbstvornahme nach § 3 Abs. 3a Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) auch auf Konstellationen, in denen die Messstelle bei einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber liegt. Der BDEW weist allerdings - wie auch schon im GNDEW - darauf hin, dass wir die Selbstvornahme aus rechtlichen, wirtschaftlichen und prozessualen Gründen ablehnen.

## 9.3 Umlageprivilegierungen nach dem EnFG – Anpassung von Meldepflichten und Sanktionen

### 9.3.1 Unverzügliche Mitteilungspflichten nach § 52 Abs. 1 EnFG und Sanktionen

Das Zusammenspiel von Melde- und Sanktionsregelungen für die Inanspruchnahme von Privilegierungen nach dem EnFG wirft erhebliche Umsetzungsfragen für die Praxis auf. Insbesondere ist für den Netzbetreiber kaum nachvollziehbar, ob die Meldung der Kriterien „kein Unternehmen in Schwierigkeiten“ und „Nichtbestehen von beihilferechtlichen Rückforderungsansprüchen“ tatsächlich unverzüglich durch den Netznutzer erfolgte (vgl. §§ 52 und 53 EnFG).

Der BDEW unterstützt ausdrücklich, dass eine Umlagenprivilegierung nur dann gewährt werden soll, wenn der Letztverbraucher tatsächlich kein „Unternehmen in Schwierigkeiten“ ist bzw. gegen ihn keine beihilferechtlichen Rückzahlungsansprüche bestehen. Es ist aber nicht nachvollziehbar, dass eine spätere *Anmeldung* von Privilegierungen (etwa im Juni rückwirkend zum Januar desselben Jahres) nicht im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr berücksichtigt werden sollte oder könnte, weil dann die Mitteilung der Informationen, die der Privilegierung zugrunde liegen, eben nach §§ 52 und 53 EnFG nicht mehr „unverzüglich“ erfolgt wäre, sondern mit mehreren Monaten Verzug.

Dies bedeutet, dass lediglich für den *zwischenzeitlichen Wegfall der Umlagenberechtigung* (Letztverbraucher wird z. B. im Laufe eines Kalenderjahres zum „Unternehmen in Schwierigkeiten“) die Privilegierungen bei nicht rechtzeitiger Meldung im Rahmen der Endabrechnung für das gesamte Kalenderjahr entfallen sollten. Diese Fälle dürften eine rare Ausnahme in den Massenfällen - gerade der privaten Letztverbraucher - bilden, sodass eine einzelfallbezogene Auseinandersetzung mit dem unbestimmten Rechtsbegriff „unverzüglich“ vertretbar erscheint.

Auf diese Weise könnten insbesondere die Privilegierungen massengeschäftstauglich für die weit überwiegende Zahl der Letztverbraucher abgewickelt werden. Es bliebe dann bei einer Initialmeldung, dass der Letztverbraucher weder ein Unternehmen in Schwierigkeiten ist noch gegen ihn beihilferechtliche Rückforderungsansprüche bestehen. Ohne diese Meldung werden keine Umlageprivilegien gewährt. Erfolgt die Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres, können für das vorangegangene Kalenderjahr noch Umlageprivilegien ohne Sanktionierung in

Anspruch genommen werden. Wird der Letztverbraucher zu einem Unternehmen in Schwierigkeiten oder entstehen ihm gegenüber beihilferechtliche Rückforderungsansprüche, entfällt die Privilegierung für das gesamte Kalenderjahr, wenn die Meldung nicht unverzüglich nach Eintritt dieses Umstands erfolgt.

**BDEW-Vorschlag für eine Änderung des § 53 EnFG:**

*„(1) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich auf 100 Prozent, soweit die folgenden Mitteilungspflichten nicht oder nicht rechtzeitig erfüllt worden sind:*

*1. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3* ***in Verbindung mit Nr. 4, sofern die Mitteilung eine Änderungsmitteilung ist, dass es sich bei dem Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, um ein Unternehmen in Schwierigkeiten handelt oder dass gegen den Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, offene Rückforderungsansprüche aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem Europäischen Binnenmarkt bestehen,***

~~***2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 bezieht, und***~~

~~*3***~~***2.*** *die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 2 und 3.*

*(2) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich für das jeweilige Kalenderjahr um 20 Prozentpunkte, soweit die ~~folgenden~~* ***übrigen*** *Mitteilungspflichten nach* ***§ 52 Absatz 1 Nummer 1 bis 4*** *nicht spätestens bis zum 28. Februar des Jahres erfüllt werden, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflicht unverzüglich zu erfüllen gewesen wäre.~~:~~*

~~*1. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 und*~~

~~*2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 bezieht*~~*.“*

In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass es sich insbesondere bei der Privilegierung für Wärmepumpen nach § 22 EnFG in der Regel um Standardlastprofil-Belieferungen mit rollierender Jahresabrechnung handelt. Kalenderscharfe Jahresmengen liegen damit zu Endabrechnungstermin nicht unbedingt vor.

### 9.3.2 Mitteilungspflichten im Belastungsausgleich zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern

Darüber hinaus verpflichtet § 50 Nr. 2 b) EnFG jeden Verteilnetzbetreiber bis zum 31. Mai eines Jahres an den regelverantwortlichen ÜNB *einzeln* sowie *zusammengefasst* die Endabrechnungen für die Umlagen für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr *für jeden Netznutzer* vorzunehmen und mitzuteilen, unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,

- der Nummern im Register,
- der Netzentnahmen aus ihrem Netz insgesamt und
- im Fall von Netzentnahmen, für die eine Verringerung der Umlagen in Anspruch genommen wurde, der Netzentnahmen aufgeschlüsselt nach Entnahmestelle und Letztverbraucher.

Ein größerer Verteilnetzbetreiber muss danach für jeden Netznutzer eine entsprechende Einzelabrechnung der Umlagen an den ÜNB geben, und zwar unabhängig davon, ob dieser Netznutzer eine Umlageprivilegierung in Anspruch nimmt, oder nicht. Diese Mitteilungspflicht umfasst außerdem sowohl die Netznutzer, die ein separates Netznutzungsverhältnis mit dem Netzbetreiber haben, als auch sämtliche Stromlieferanten innerhalb des Netzgebietes, die dort Letztverbraucher über entsprechende integrierte Stromlieferungsverträge beliefern.

Eine solche nach den einzelnen Netznutzern aufgeteilte Abrechnung erachtet der BDEW als zu kleinteilig und zu bürokratisch. Bei einer Anzahl der Netznutzer (Stromlieferanten und separate Netznutzungsverhältnisse) im vierstelligen Bereich je Netzbetreiber und bei jeweils maximal zehn Umlagekategorien, zzgl. eventueller Sanktionierungssachverhalte, handelt es sich für diesen Netzbetreiber um ca. 40.000 Datensätze, zu denen dann noch die detaillierten Angaben für die privilegierten Letztverbraucher hinzukommen. Dieser Umstand würde die Meldung des VNB an den ÜNB dann noch zusätzlich um mehr als hunderttausende Datensätze je VNB erweitern. Die umfangreiche Datenermittlung, -aufbereitung und -weitergabe verursacht auf Seiten der VNB einen immensen Mehraufwand, dessen Mehrwert für die Allgemeinheit deutlich dahinter zurückbleibt. Hinzu kommt, dass die Korrektheit der Umlagepflichten ohnehin durch den Wirtschaftsprüfer nach § 55 EnFG bescheinigt wird.

**Formulierungsvorschlag für eine Anpassung von § 50 EnFG:**

*„Verteilernetzbetreiber müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber übermitteln:*

*1. (…)*

*2. bis zum 31. Mai eines Jahres*

*a) einzeln sowie zusammengefasst die Endabrechnungen für die Zahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz für das jeweils*

*vorangegangene Kalenderjahr für jede Anlage im Sinn des § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wobei § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden ist, und jede KWK-Anlage im Sinn des § 2 Nummer 14 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,*

*aa) der Nummern im Register,*

*bb) der relevanten Strommengen,*

*cc) der vermiedenen Netzentgelte, soweit sie nach § 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 120 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, und*

*dd) der seit Aufnahme des Dauerbetriebs erreichten Anzahl an Vollbenutzungsstunden im Fall von Zahlungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,*

*b) **~~einzeln sowie~~** zusammengefasst die Endabrechnungen für die Umlagen für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr **unter Angabe der gesamten Netzentnahmen aus ihrem Netz und der Netzentnahmen je Umlagekategorie ~~für jeden Netznutzer, unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,~~***

***~~aa) der Nummern im Register,~~***

***~~bb) der Netzentnahmen aus ihrem Netz insgesamt und~~***

***~~cc) im Fall von Netzentnahmen, für die eine Verringerung der Umlagen in Anspruch genommen wurde, der Netzentnahmen aufgeschlüsselt nach Entnahmestelle und Letztverbraucher,~~***

*c) die sonstigen für die Jahresendabrechnung des Belastungsausgleichs des vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Angaben,*

*3. (…)“.*

### 9.4 Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen

Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der Innovationsausschreibungen von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte kurzfristig erforderlich. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen. Der BDEW verweist insoweit auf die Anhebung der Höchstwerte bei Ausschreibungen für

Solaranlagen des ersten und zweiten Segments, die jeweils zum 1. Januar 2023 erfolgt sind, aber bei Innovationsausschreibungen unverständlicherweise ausgeblieben sind.

### 9.5 Zuschläge für Pilotwind und Bürgerenergie analog zu Höchstwerten in Ausschreibungen anheben

Richtigerweise wurden die Höchstwerte in den Wind-, PV- und Innovationsausschreibungen zum Jahreswechsel angehoben. Dies war angesichts drastisch steigender Material- und Zinskosten ein erster, notwendiger Schritt für einen beschleunigten Zubau Erneuerbarer Energien. Offensichtlich wurde bei der Umsetzung jedoch vergessen, dass auch eine Anhebung der Werte der Anlagen, die von Ausschreibungen befreit sind, wie z. B. Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen (§ 46 und § 48 EEG) nötig ist. Die niedrigen gesetzlich bestimmten Werte gefährden aktuell die Wirtschaftlichkeit und damit den Ausbau von Pilotwindenergieanlagen und Bürgerenergiegesellschaften. Damit in Deutschland auch weiter die neusten, innovativen Anlagen gebaut werden und Bürgerwindenergie zur Akzeptanzsteigerung vor Ort genutzt wird, müssen dringend auch hier die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte um 25 % angehoben werden.

## 10 Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten

Durch das EEG 2023 wurden zahlreiche neue Regelungskomplexe eingeführt, die in der Praxis zu juristisch nicht auflösbaren Rechtsfragen führen.

### 10.1 Klarstellung der sanktionsweisen Zahlungspflichten bei Pflichtverstößen in § 52 EEG 2023

Der gravierende Einschnitt der neuen sanktionsweisen Zahlungspflichten in § 52 EEG 2023 korreliert leider mit einer nicht hinreichend konkreten Abfassung der Pflichtverstöße und der Zahlungspflichten als solchen. Aufgrund der entsprechenden Risiken für Anlagen- und Netzbetreiber sind die nachstehenden gesetzlichen Präzisierungen erforderlich:

#### 10.1.1 Sanktionsweise Zahlungen bei Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023

In § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 ist unklar, ob es für eine sanktionsweise Zahlungspflicht nach dieser Norm erforderlich ist, dass der Anlagenbetreiber sowohl eine Registrierung seiner Anlage im MaStR nicht vornimmt als auch eine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 nicht durchführt. Für die Annahme eines entsprechenden „Doppelverstoßes“ spricht die „Und-Verknüpfung“ in § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023, hiergegen aber, dass § 52 Abs. 3 EEG 2023 nur von „einer Pflicht“ spricht, und nicht von mehreren. Darüber hinaus wird in der Branche teilweise bezweifelt, dass bei Annahme eines Doppelverstoßes der Sanktionszweck, der in der Begründung des Regierungsentwurfs zum Sofortmaßnahmengesetz zudem nicht erläutert wird, verfehlt werden könnte.

Daher sollte in **§ 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023** klargestellt werden, ob die Nichtregistrierung der Anlage im MaStR für die Entstehung der Zahlungspflicht ausreicht oder ob ein „Doppelverstoß" für die Anwendung der Regelung erforderlich ist. Letzteres hieße aber auch, dass es bis zum 28. Februar des Folgejahres der Inbetriebnahme nicht zur Anwendung der Regelung kommt, weil darauf gewartet werden muss, ob der Anlagenbetreiber seine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 vornimmt oder nicht. Gleiches würde dann auch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 gelten: Die sanktionsweise Zahlungspflicht bei einem Doppelverstoß müsste vom 1. Januar 2023 bis 28. Februar 2024 ausgesetzt werden, da für diese Zahlungspflicht insoweit auf die Vornahme der Kalenderjahresendmeldung gewartet werden müsste. In beiden Fällen könnte dann zudem erst ab dem 28. Februar des Folgejahres eine entsprechende Zahlungspflicht entstehen.

Korrespondieren hierzu sollte in **§ 52 Abs. 3 Satz 1 EEG 2023** klargestellt werden, ab welchem Zeitpunkt („sobald die entsprechende *Pflicht* erfüllt wird") es zu einer rückwirkendenden Reduzierung der Höhe der sanktionsweisen Zahlungspflicht kommen soll. Trotz Annahme der Notwendigkeit eines Doppelverstoßes für die ursprüngliche sanktionsweise Zahlungspflicht ist es auf Basis des Gesetzeswortlauts denkbar, dass allein die Nachholung der MaStR-Registrierung für eine Reduzierung dieser Zahlungspflicht ausreicht. Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass eine nachträgliche Abgabe der Kalenderjahresendmeldung nach § 71 Nr. 1 EEG 2023 eigentlich gar nicht möglich ist, weil die Abgabe der Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres der Einspeisung befristet ist. Bei einer später abgegebenen Meldung, insbesondere dann, wenn die notwendigen Daten erst mit der Folge-Kalenderjahresendmeldung abgegeben werden, liegt streng genommen gar keine Kalenderjahresendmeldung für das betreffende Kalenderjahr mehr vor.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten zudem **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten. Der BDEW sieht dies nicht als Verstoß gegen das Rückwirkungsverbot an, weil seit dem 1. Januar 2023 die Anwendung der Regelungen in der Praxis entsprechend umstritten gewesen ist. Auf Basis der ständigen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts konnte deshalb keiner der Beteiligten einen entsprechenden Vertrauensschutz aufbauen, der durch eine rückwirkende Geltung der Korrekturen gestört werden konnte.

### 10.1.2 Sanktionsweise Zahlungspflichten wegen längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung

Nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 entsteht ab dem 1. Januar 2023 eine sanktionsweise Zahlungspflicht, wenn ein Anlagenbetreiber *„die Ausfallvergütung in Anspruch nimmt und dabei eine der Höchstdauern nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 erster Halbsatz EEG 2023"* überschreitet. Hierbei ist unklar, ob diese Zahlungspflicht auch entsteht, wenn der Anlagenbetreiber jenseits der Höchstdauern Strom in das Netz des Netzbetreibers zum Ankauf durch diesen einspeist, aber

hierbei auf eine EEG-Förderung verzichtet. Im Streit ist, ob die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung auch dann greift, wenn der Anlagenbetreiber allein das Verkaufsrecht an den Netzbetreiber in Anspruch nimmt und wegen des Verzichts keine EEG-Förderung. Für eine enge Auslegung kann eine Betonung der Vergütungskomponente in § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 sprechen. Für eine weite Auslegung kann wiederum der im Regierungsentwurf zum „Sofortmaßnahmengesetz“ nicht weiter erläuterte Gesetzeszweck sprechen, dass eine dauerhafte Inanspruchnahme des Verkaufsrechts des Stroms an den Netzbetreiber durch die Sanktionierung vermieden werden sollte.

Dieses Problem wird durch die Änderung der Ausfallvergütung nach dem vorliegenden Gesetzentwurf nicht behoben, sondern nur noch verschärft, da der Gesetzentwurf für die Zeit jenseits der Höchstdauern eine Förderreduzierung auf null vorsieht (s. vorstehend unter 7.3).

Wie vorstehend zu Nr. 10.1.1, sollten auch hier entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

### 10.1.3 Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage

In der Praxis ist unklar, ob die sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023 auch dann anwendbar sind, wenn die Anlage z. B. mangels vorhandener Netzanschlussleitung noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist, die Anlagen aber bei trotzdem netzunabhängig in Betrieb genommen worden sind. Die Anwendbarkeit der Sanktionen bereits vor Netzanschluss der Anlage wird in der Begründung des Regierungsentwurfs des Sofortmaßnahmengesetzes als einer der Gründe für die strukturellen Änderungen in § 52 EEG 2023 dargestellt.

Teilweise ist die Anwendbarkeit von § 52 Abs. 1 EEG 2023 aber im Zweifel gar nicht möglich, z. B. bei § 52 Abs. 1 Nr. 4 bis 10 und 12 EEG 2023, da diese rein tatbestandlich eine Netzeinspeisung von Strom erfordern. Diese Fälle der sanktionsweisen Zahlungspflichten können also gar nicht anwendbar sein, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

In den Fällen von § 52 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 und 11 EEG 2023 ist eine Netzeinspeisung hingegen tatbestandlich für die sanktionsweisen Zahlungspflicht theoretisch nicht erforderlich: Eine Windenergieanlage, die bereits ohne Netzeinspeisung in Betrieb genommen worden ist, muss z. B. bereits aus luftverkehrsrechtlichen Gründen über eine dauerhaft funktionierende BNK-Einrichtung verfügen oder zumindest über eine entsprechende Nachtkennzeichnung. Der BDEW sieht daher insoweit eine gesetzliche Klarstellung als notwendig an, in welchen Fällen des § 52 Abs. 1 EEG 2023 es nach Auffassung des Gesetzgebers auch dann zu einer Sanktionierung kommen soll, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten wie vorstehend zu Nr. 10.1.1 und 10.1.2 dargestellt **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

### 10.2 Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz

Der bisherige § 62 EEG 2021 ist durch das „Sofortmaßmaßnahmengesetz“ gestrichen worden und für das Verhältnis der Netzbetreiber untereinander (auch VNB – ÜNB) in § 20 des EnFG übertragen worden. Die hierdurch geschaffene Regelungslücke zwischen Anlagen- und Netzbetreibern hat aber dazu geführt, dass EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber nun sanktionsfrei Nachmeldungen jenseits der Fristen für die Kalenderjahresendmeldung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber durchführen dürfen, und der VNB daraufhin – auf seine Kosten aber ohne seine Verursachung – ein entsprechendes Verfahren nach § 20 EnFG mit dem für ihn regelverantwortlichen ÜNB durchführen muss. Dies wird dadurch verschärft, dass nun rückwirkende Änderungen von sanktionsweisen Zahlungspflichten zugunsten der Anlagenbetreiber vorgesehen werden, die über einen Jahreswechsel und damit über eine entsprechende Kalenderjahresendmeldung des Anlagenbetreibers und Testierung des Netzbetreibers hinweg gehen können. Im Verhältnis des Anlagenbetreibers zum Netzbetreiber können diese Nachmeldungen wegen Streichung des § 62 Abs. 1 EEG 2021 ohne eine entsprechende „Korrektur der Abrechnung“ durchgeführt werden, aber wegen § 20 EnFG im Verhältnis des Verteilnetz- zum Übertragungsnetzbetreiber nur im Rahmen eines entsprechend kostenträchtigen Korrekturverfahrens.

Der Regierungsentwurf sieht nun im neuen § 20 Abs. 1 Nr. 7 EnFG-E vor, dass Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche im Verhältnis des Verteilnetz- zum Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden können, wenn sie aus der unstreitigen Korrektur fehlerhafter oder unvollständiger Angaben resultieren. Dies ist zwar schon ein Schritt in die richtige Richtung, beseitigt aber die vorstehend dargestellte Problematik nicht, weil nicht alle von Anlagenbetreibern vorgetragenen verspäteten Datenmeldungen auf Korrekturen fehlerhafter oder unvollständiger Angaben resultieren. Verspätet vorgelegte Umweltgutachten können z. B. durch die Streichung von § 62 Abs. 1 EEG 2021 im Verhältnis des Anlagenbetreibers zum Netzbetreiber nun berücksichtigt werden, aber nicht zwischen dem Verteilnetz- und dem Übertragungsnetzbetreiber, weil sie keine „fehlerhaften oder unvollständigen Angaben“ sind.

Dieses Problem kann nur dadurch behoben werden,

- dass entweder im Rahmen von § 20 EnFG die Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln im Verhältnis der VNB zu den ÜNB oder der ÜNB untereinander generell gestrichen wird,

- oder dass § 62 Abs. 1 EEG 2021 im EEG 2023 wieder eingeführt wird und parallel hierzu eine entsprechende Regelung in das KWKG 2023 integriert wird.

Die **Streichung der Notwendigkeit vollstreckbarer Titel** beseitigt unnötigen Aufwand für den Korrekturprozess. Durch die EnFG-Novellierung wurden teils schon zurückliegende Korrekturen im KWKG stark eingeschränkt auf zu erwirkende Korrekturgründe ohne Mehrwert für den Ausgleichsmechanismus. Insbesondere für KWKG-Förderungen gibt es analog der Wälzung später fälliger EEG-Zahlungen (§ 20 Abs. 1 Nr. 6 EnFG) keinen Korrekturgrund, spätere Nachzahlungen ohne erhebliche Kosten zum Erwirken von Korrekturgründen geltend zu machen.

Die allermeisten Korrekturen beruhen auf unstrittigen *Sachverhalten*, sie sind aber nicht auf „fehlerhafte oder unvollständige Angaben“ beschränkt, wie nun im Regierungsentwurf vorgesehen. Es gibt aber in diesen Fällen keinen nachvollziehbaren Grund, warum der Korrekturprozess im EEG zwischen VNB und ÜNB bei unstrittigen *Sachverhalten* einen sonstigen vollstreckbaren Titel erfordern soll:

- Die ursprüngliche Annahme des Gesetzgebers (Begründung zu § 38 EEG 2009), dass ansonsten unnötige und wiederholte Korrekturen zum gleichen Sachverhalt erfolgen, ist aus der Erfahrung der letzten 15 Jahre nicht zutreffend.
- Korrekturen werden im Prozess der Titelerwirkung nicht inhaltlich (durch ÜNB oder Anwälte) geprüft.
- Die mit der Erwirkung eines Titels verbundenen Kosten stellen einen nicht sinnvollen, zusätzlichen Erfüllungsaufwand für die Netzbetreiber dar.

Darüber hinaus fehlen in § 20 Abs. 2 EnFG nachträgliche Korrekturmöglichkeiten für die durch den ÜNB direkt abzurechnenden Letztverbraucher. Da es zudem Fälle gibt, in denen die Strommenge gleichbleibt, die Umlagehöhe jedoch korrigierend anzupassen ist (z. B. nachträgliche Erstellung/Korrektur eines Bescheides des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), sollte nicht ausschließlich auf Änderungen hinsichtlich der Strommengen verwiesen werden, um rechtliche Sicherheit zur Abwicklung der nachträglichen Korrekturen zu schaffen.

Zur Streichung der Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln sollte § 20 Abs. 1 und Abs. 2 EnFG wie folgt gefasst werden:

*„(1) Bei der jeweils nächsten Abrechnung sind Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen**~~, die sich aus folgenden Gründen ergeben:~~***

***~~1. aus Rückforderungen auf Grund von § 18 Absatz 1,~~***

***~~2. aus einer rechtskräftigen Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,~~***

***~~3. aus dem Ergebnis eines zwischen den Verfahrensparteien durchgeführten~~***

~~*Verfahrens bei der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien- Gesetzes oder § 32a Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,*~~

~~*4. aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 62 dieses Gesetzes, § 85 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder § 31b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,*~~

~~*5. aus einem vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 15 ergangen ist, oder*~~

~~*6. aus einer nach § 26 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem späteren Zeitpunkt fällig gewordenen Zahlung.*~~

*(2) Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnungen der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern* ***oder der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Letztverbrauchern nach § 12 Absatz 2 und 3*** *Abweichungen* ~~***gegenüber den Strommengen***~~*, die einer Endabrechnung nach § 19 zugrunde liegen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.“*

### 10.3 Weitere notwendige Änderungen im EnFG

Darüber hinaus sind folgende, weitere Korrekturen in Anlage 1 des EnFG erforderlich:

#### 10.3.1 Änderungen der Anlage 1 des EnFG

Anlage 1 Nr. 1.1.1 EnFG regelt, dass bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs die Einnahmen nach den Nummern 2.3, 4.1 und 4.3 und die Ausgaben nach den Nummern 3 und 5 für das jeweils folgende Kalenderjahr zu prognostizieren und zu berücksichtigen sind. In diesem Kontext sind folgende Korrekturen dringend notwendig:

- In Ziffer 1.1.1 sollte statt auf Nr. 2.3 auf Nr. 4.4 verwiesen werden, da hiermit die vermiedenen Netzentgelte umfasst werden sollten, welche mit der aktuellen Formulierung nicht berücksichtigt werden. Die Kosten gemäß Nr. 2.3 hingegen besitzen einen zufälligen und nicht prognostizierbaren Charakter und waren inhaltlich bis Ende 2022 in § 3 Abs. 3 Nr. 5 EEV verankert und nicht von Umlage-Einnahmepositionen umfasst,
- in Ziffer 5.7 sollte der Verweis auf § 4 EEV und nicht § 3 EEV gehen, da in diesem die relevante Bonus-Regelung enthalten ist, und
- in Ziffer 4.4 sollte der Bezug auf "Erneuerbare-Energien-Gesetz" hinter "§ 13 Absatz 3" gelöscht werden, da sich der zitierte Absatz auf das EnFG bezieht.

### 10.3.2 Gesetzliche Regelung des nachträglichen „Naturausgleichs“ im EnFG

Bisher ist der Jahresausgleich von EEG-Differenzen zwischen VNB und ÜNB gesetzlich nicht geregelt. Aufgrund der aktuellen Vorgaben im EnFG, die auf den bisherigen Vorgaben in §§ 56 und 57 EEG 2021 aufbauen, müssen die VNB und ÜNB den Jahresausgleich finanziell und physikalisch vornehmen. Die gegenläufige Börsenbeschaffung und Börsenvermarktung durch die ÜNB und VNB von typischerweise je deckungsgleichen Strommengen geht mit einem nicht unerheblichen Abwicklungsaufwand einher. Die erforderlichen Strommengen müssen in einem kurzen Zeitraum an der Strombörse zugekauft und zeitgleich veräußert werden, sodass es zum künstlichen Aufblähen der Handelsvolumina kommt. Auch ist ein zeitnahes und sachgerechtes Schließen von offenen EEG-Positionen und Risiken nicht möglich, sodass es systembedingt zu vermeidbaren Be-/Entlastungen sowohl der VNB als auch des EEG-Kontos führt.

Laut der BDEW-Umsetzungshilfe zum EEG 2017 sind VNB ggf. verpflichtet, die im Rahmen einer Testierung festgestellten energetischen und finanziellen EEG-Differenzen aus dem Vorjahr durch Lieferung eines Septemberbands an die ÜNB auszugleichen.

In dieser BDEW-Anwendungshilfe heißt es hierzu unter Punkt 8.5.2

> *"Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen" (S. 157f.):*
>
> *Abrechnung der Förderzahlungen für die geförderte Direktvermarktung und Mieterstrom (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 und 3 EEG), der PV-Nachrüstkosten gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie der EEG-Umlage bei Eigenversorgern nach § 61 EEG.*
>
> *Auf Basis der Abrechnungen nach Abschnitt 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den "Sollwerten" laut Prüfungsvermerk und den "Istwerten" als Summe der unterjährig geleisteten bzw. erhaltenen Förder- und Zuschlagszahlungen bzw. Zahlungen für Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie den Umlagezahlungen der Eigenversorger nach § 61 EEG ermittelt und im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.*
>
> ***Abrechnung der nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG veräußerten und nach § 21 EEG vergüteten Strommengen***
>
> *Auf Basis der Abrechnungen nach Abschnitt 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den "Sollwerten" laut Prüfungsvermerk und den "Istwerten" als Summe der unterjährig gelieferten bzw. abgenommenen Strommengen und geleisteten bzw. erhaltenen Zahlungen ermittelt. Der Ausgleich dieser Differenzen erfolgt Zug um Zug im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres. Die Stromlieferung erfolgt als Fahrplan in Monatsbandform. Für die nachträgliche Ausgleichslieferung ist nicht der EEG-Bilanzkreis des avNB zu nutzen. Der Liefer-Bilanzkreis ist dem vorgelagerten rÜNB rechtzeitig vor Beginn der*

*Ausgleichslieferung zu benennen. Die finanziellen Ausgleichszahlungen sind mit Fälligkeit 15. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres zu begleichen."*

Durch den oben beschriebenen Mechanismus und dem damit verbundenen zeitlichen Auseinanderfallen von Auftreten der Differenz und deren physikalischem Ausgleich entstehen im Zuge der nur schrittweise durchführbaren Mengenermittlung und durch marktbasierte Preisentwicklungen wesentliche finanzielle Effekte, die u. a. hohe Rückstellungsbildung und Bearbeitungsaufwände nach sich ziehen. Deren Auftreten haben VNB nicht zu verantworten, sodass sie dementsprechend durch diese auch nicht - wie derzeit vorliegend – entsprechende Risiken und Aufwände tragen sollten.

Sehr kurzfristig sollte geprüft werden, ob dieser Naturalausgleich im EEG überhaupt benötigt wird. Eine Anpassung des Rechtsrahmens scheint hier eine geeignete Möglichkeit darzustellen.

Der BDEW schlägt aus den vorstehend genannten Gründen folgenden neuen § 13 Abs. 5 EnFG vor:

*"(5) Für Differenzen zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von Netzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Netzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen vorzunehmen. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nr. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Strommengendifferenz nach Satz 1 und des für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nr. 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu ermitteln."*

### 10.4 Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen

Das Erbschaftsteuerrecht ist ein wesentliches Hemmnis für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen. Denn nach aktueller Rechtslage sind Landwirte mit einer für sie nachteiligen erbschaftsteuerrechtlichen Regelungen konfrontiert, wenn sie ihren Grundbesitz im Rahmen von Flächennutzungsverträgen für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung stellen.

Grundsätzlich ist die Besteuerung von land- und forstwirtschaftlichen Vermögen bei Schenkung und Erbschaft (bei der Bestimmung des Wertes des Vermögens sowie über eine Steuerbefreiung) privilegiert. Dies ändert sich allerdings, wenn die von einer Hofübertragung betroffene Fläche für die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage verwendet werden soll. Die Fläche ist dann nicht mehr dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzuordnen, sondern

dem Grundvermögen. Damit sind erbschaftsteuer- und schenkungssteuerrechtliche Erleichterungen nicht mehr möglich, was den wirtschaftlichen Anreiz zur Verpachtung solcher Flächen enorm reduziert.

Für Agri-Photovoltaikanlagen gibt es bereits eine Sonderregelung: Agri-Photovoltaikanlagen, also Flächen mit kombinierter Nutzung durch PV und intensiver Landwirtschaft, werden vollständig dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zugeordnet. Damit behalten diese Flächen die erbschaftsteuerlichen Begünstigungen für landwirtschaftliches Betriebsvermögen und verbleiben in der Grundsteuer A.

- **Weitere Anpassungen erforderlich**

Alle PV-Freiflächenanlagen (inklusive auch der Biodiversitäts-PV) sind beim Erbrecht analog zu Agri-PV zu begünstigen, denn die drohende Erbschaftsteuerlast ist ein wesentliches Hemmnis für den PV-Ausbau.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)519**

13. November 2023

# Petitionen

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

Bundestagsdrucksache 20/8657

**Siehe Anlage**

Hinweis: Aus Gründen des Schutzes von Persönlichkeitsrechten wurden personenbezogene Daten geschwärzt. Abgeordnete haben die Möglichkeit, die ungeschwärzte Petition im Ausschusssekretariat einzusehen.

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35221
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Erneuerbare Energien / Energiewende**
**Pet 1-18-09-752-030209 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des Herrn [redacted],**
**vom 28. Februar 2016 und ein weiterer Petent**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition soll erreicht werden, dass Plug & Play-Photovoltaik-Module für Terrasse, Wand oder Balkon staatlich gefördert werden. Außerdem sollen staatliche Institutionen grundsätzlich steckfertige Plug & Play-Photovoltaikanlagen betreiben müssen. Plug & Play-Photovoltaik-Module sollen zudem ohne Bürokratie anschließbar sein.

Dieses Anliegen betrifft den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung" (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Timon Gremmels, MdB und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB



**Vierke Andreas PetA**

**Von:** epetitionen@dbt-internet.de
**Gesendet:** Sonntag, 28. Februar 2016 09:20
**An:** E-Petitionen PETA
**Betreff:** Öffentliche Petition 64279
**Anlagen:** Petition-64279.pdf

ÖFFENTLICHE PETITION

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

29. FEB. 2016

| Vorg.: | | | | Anl.: | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachb. | Vorpr | Reg. |
| | | | | | | | 09 |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 28.02.2016 09:20 eingereicht vom Petenten

Anrede: Herr
Titel: Plug & Play-Photovoltaik für Alle
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | Herr |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | Plug & Play-Photovoltaik für Alle |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Der Deutsche Bundestag möge beschließen..., dass Mieter, Hausbesitzer und Unternehmen beim Kauf von Plug & Play Photovoltaik-Modulen für Terrasse, Wand oder Balkon begünstigt werden und staatliche Einrichtungen grundsätzlich steckfertige Guerilla-PV-Anlagen betreiben müssen, um den Steuerzahler zu entlasten.

## Begründung

Hier zuerst ein paar Nachteile:

•Funktion einzig und allein bei Tageslicht oder direkter Sonneneinstrahlung
•Vor Inbetriebnahme Kontaktaufnahme mit dem Stromlieferanten erforderlich
•Je nach eigenem Grundbedarf und Leistung der Anlage, sind mehrere Module zweckmäßig
•Selbstinstallation für Laien, ist daher auch nicht immer möglich

Und nun die Vorteile:

•Entlastung des Stromnetzes bei aus- und eingeschalteten Geräten
•Drehstromzahler läuft verlangsamt, kann sogar eine Zeit lang still stehen
•Demnach ganz offensichtlich weniger Eigenverbrauch
•Positive Auswirkungen auf die Stromrechnungen
•Enorme Drosselung von CO2
•Kontrollmöglichkeit der Einsparung jederzeit möglich
•Überschaubare Anschaffungskosten, bereits ab 400€ realisierbar
•Langlebigkeit und Refinanzierung in Rekordzeit
•Als Komplettset für die Steckdose mittlerweile auch online überall erhältlich
•Umzugsfähig
•Jobmotor

Diskussionen, Anregungen und Ergänzungen ausdrücklich erwünscht!

## Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Erneuerbare Energien / Energiewende**
**Pet 1-19-09-752-029261 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des Herrn [redacted], [redacted], vom 29. Januar 2020 und ein weiterer Petent**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, kleine Solaranlagen (bis 2 kW) nicht als Erzeugereinrichtungen i. S. d. Erneuerbare-Energien-Gesetz zu werten, das Anschlussverfahren massiv zu vereinfachen und die Wirtschaftlichkeit von sog. Plug & Play-Photovoltaikanlagen unter 2 kW herzustellen.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Timon Gremmels, MdB und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

**Vierke Andreas PetA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Mittwoch, 29. Januar 2020 15:37 |
| **An:** | E-Petitionen PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 106495 |
| **Anlagen:** | Petition-106495.pdf |

ÖFFENTLICHE PETITION

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 29.01.2020 15:37 eingereicht vom Petenten

Anrede: Herr
Titel: [redacted]
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

30. JAN 2020

| Vorg.: | | | | Anl.: | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachb. | Vorpr. | Reg. |
| | | | | | | | 30. |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

# Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | [redacted] |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | [redacted] |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Der Deutsche Bundestag möge beschließen:
Ziel dieser Petition ist es,
-Kleinanlagen bis 2 kW nicht als Erzeugereinrichtungen zu werten
-Das Anmeldeverfahren massiv zu vereinfachen (es handelt sich ausschließlich um standardisierte Produkte)
-Kleinanlagen von einer Drosselungspflicht auf 70% auszunehmen
-von einer reduzierten Einspeisevergütung über Zweiwegezähler abzusehen, da bilanziell keine Einspeisung erfolgt und
-um die Wirtschaftlichkeit von Plug-in PV-Anlagen bis 2 kW herzustellen.

## Begründung

Die vollständigen Installationspaketpreise kleiner Solaranlagen (Plug-in PV-Anlagen) liegt bei einer Leistung von 1 kW heute bei ca. € 1.200 und kann auf fast allen Dächern installiert werden. Ohne bilanziell eine tatsächliche Einspeisung vorzunehmen, decken sie einen Teil der Grundlast eines Haushaltes. Diese kleinen Anlagen mit bis 2 kW Leistung unterliegen dem Erneuerbare Energien Gesetz gleich einem Stromerzeuger und Nettoeinspeiser. Das führt zu völlig unangemessenem bürokratischem Aufwand. Bei dem Anschluss einer solchen Anlage gilt der Betreiber nach der Verordnung als Unternehmer und Energielieferant, was zu absurden bürokratischen Formalismen führt. Die entsprechenden Links zu den z. B. von dem Netzbetreiber Syna geforderten Anmeldeverfahren folgen:

https://www.syna.de/web/cms/de/2330744/syna-gmbh/stromnetz/netzanschluss/bedingungen-und-preise-fuer-den-netzanschluss/technische-anschlussbedingungen-niederspannung/

https://www.syna.de/web/cms/de/2330718/syna-gmbh/stromnetz/einspeiser/vorgehensweise-und-anforderungen/anmeldung-an-das-niederspannungsnetz/

Zitate des Netzbetreibers Syna:

"Messeinrichtung
Auf Grund gesetzlicher Anforderungen z.B. des § 55 (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) ist die dem Netz entnommene Elektrizität sowie der in das Netz eingespeiste Strom aus Anlagen des EEG (Erneuerbaren-Energien-Gesetz) und KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) messtechnisch zu erfassen. Sofern nicht ausgeschlossen werden kann, dass die erzeugte Strommenge der Plug-in PV-Anlage in das Netz gelangt, ist ein Zweirichtungszähler zu installieren."
"Der Betrieb der Anlage hinter einem nicht rücklaufgesperrten Zähler muss ausgeschlossen werden, da dieser bei möglicher Netzeinspeisung rückwärts laufen und somit ein Verstoß gegen geltende Gesetze und Regelungen darstellen würde."

Weiterhin wird eine Drosselung der Anlagen auf 70 % der Nennleistung gefordert. Das erscheint bei solchen Kleinanlagen völlig abwegig.

Das alles stellt einen unangemessenen bürokratischen Aufwand dar, der von einem Laien nicht durchgeführt werden kann. Die in Rechnung gestellte Arbeitszeit eines Fachhandwerkers für die Anmeldung der Anlage kann derzeit die Kosten der Installation, ja sogar die der Anlage selbst, übersteigen. Aus diesem Grunde soll

der Anmeldeformalismus klein gehalten werden. Es sei ausdrücklich erwähnt, dass nicht die fachgerechte Installation in Frage gestellt wird und auch nicht die Mitteilung der Installation einer solchen Anlage an Energielieferanten und Netzbetreiber.
Im Ansatz sinnvolle und wirtschaftliche Plug-in PV-Anlagen werden nicht installiert, weil es sich nicht lohnt. Umgekehrt aber erhalten Großbetreiber Subventionen. Die derzeitige gesetzliche Regelung kann im Hinblick einer Reduktion des CO2 Ausstoßes und Förderung erneuerbarer Energien nicht beabsichtigt sein und stellt einen massiven Eingriff in eine sinnvolle und freie Geschäftsausübung dar.

**Anregungen für die Forendiskussion**

Durch unangemessene Gesetzgebung und Bürokratie werden - auch ohne Subventionen wirtschaftlich sinnvolle - Plug-in PV-Kleinanlagen bis 2 kW uninteressant. Auf der anderen Seite werden Milliardensubventionen für erneuerbare Energien vergeben. Lobbyismus und Subventionspolitik lassen grüßen.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Erneuerbare Energien / Energiewende**
**Pet 1-20-09-752-000040 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted], vom 21. Oktober 2021 und sieben weitere Petenten**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, den Betrieb von privaten Photovoltaik-Anlagen zu entbürokratisieren.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Lukas Benner, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

ÖFFENTLICHE PETITION

**Beese Frank PetA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Donnerstag, 21. Oktober 2021 12:58 |
| **An:** | E-Petitionen PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 127137 |
| **Anlagen:** | Petition-127137.pdf |
| **Signiert von:** | epetitionen@dbt-internet.de |

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
gescannt
21. OKT 2021
09/08

| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref L. | Ref. | Sachb. | Vorz. | Reg. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 22/10 | | | | 21/10 |

Anl.: 1

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 21.10.2021 12:58 eingereicht vom Petenten.

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Mit der Petition wird gefordert den Betrieb von privaten Photovoltaik-Anlagen zu entbürokratisieren.

## Begründung

Als Privatperson muss ich:
- mich bei der Bundesnetzagentur registrieren und meine Photovoltaik-Anlage anmelden.
- mich beim Finanzamt als Gewerbe anmelden, Umsatzsteuermeldungen, Gewinnverlustrechungen machen
- und ....

dies sind mindestens 80 Stunden im Jahr. meine Zeit ist mir zu kostbar!
dies ist ein unzumutbarer Aufwand für Privatpersonen. Wenn ich dies vorher gewusst hätte, hätte ich keine Photovoltaik-Anlage installiert und werde diese auch bei nächster Möglichkeit wieder abbauen.

## Anregungen für die Forendiskussion

Wenn es aus Umweltschutz Gedanken sinnvoll sein soll eine private Photovoltaik-Anlage zu installieren, sollte der bürokratische Aufwand dafür bei Null liegen.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az. ☐ Sekre... ☐ z.d.A. ☐ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-007004 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted], vom**
**19. April 2022**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, dass jedem Bürger ein Recht auf Erzeugung eigener Energie durch die Installation und Inbetriebnahme einer Photovoltaik-Balkonanlage auf einem Balkon einer eigenen oder gemieteten Wohnung gewährt werden muss, wenn die Baustatik dies zulässt, unabhängig von Optik und Denkmalschutz, entsprechend dem Recht auf Informationsbeschaffung zur Installation einer Satellitenantenne auf einem Balkon.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Lukas Benner, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

**Vierke Andreas PetA**

**Von:** epetitionen@dbt-internet.de
**Gesendet:** Dienstag, 19. April 2022 18:53
**An:** E-Petitionen PETA
**Betreff:** Öffentliche Petition - 133165
**Anlagen:** Petition-133165.pdf
**Signiert von:** epetitionen@dbt-internet.de

ÖFFENTLICHE PETITION

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

20. APR. 2022

| Vorg.: | | | | Anl | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachl. | Vorpr | Reg. |
| | | | | | | | 20.4. VI |
| | | | | | | | 1e |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 19.04.2022 18:53 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

# Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Der Bundestag möge beschließen, dass jedem Bürger ein Recht auf Erzeugung eigener Energie durch die Installation und Inbetriebnahme einer Photovoltaik-Balkonanlage auf einem Balkon einer eigenen oder gemieteten Wohnung gewährt werden muss, wenn die Baustatik dies zulässt, unabhängig von Optik und Denkmalschutz.
Entsprechend dem Recht auf Informationsbeschaffung zur Installation einer Satellitenantenne auf einem Balkon.

## Begründung

Eigentümer, Eigentümergemeinschaften, Stadtbauämter und Denkmalschutz verhindern diesen wichtigen, durch Bürger finanzierten Beitrag zum Klimaschutz und zur einergetischen Unabhängigkeit Deutschlands. Seit 2019 sind sogenannte Balkonkraftwerke bis 600 Wp von den Energieversorgern nach vereinfachter Anmeldung erlaubt.

## Anregungen für die Forendiskussion

In Stadthäusern und Wohnanlagen könnten diese Photovoltaik-Anlagen optisch und architektonisch abgestimmt werden um ein einheitliches Bild zu erreichen.
Bei Satellitenantennen besteht für den Eigentümer oder die Eigentümergemeinschaft die Option zu einer Gemeinschaftsanlage.
Dies könnte bei der Photovoltaik auch eine Dachanlage für die Gemeinsschaft sein.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35221
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-008359 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe der [redacted],**
**vom 6. Juni 2022**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach
§ 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, auf jedem Gebäude von Religionsgemeinschaften (Kirche, Moschee) eine Photovoltaik-Anlage zu installieren, wobei der Denkmalschutz zurückstehen solle.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Lukas Benner, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

ÖFFENTLICHE PETITION

**Wienke Sabrina PETA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Montag, 6. Juni 2022 13:58 |
| **An:** | E-Petitionen PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 134801 |
| **Anlagen:** | Petition-134801.pdf |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 06.06.2022 13:58 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss 09/19

07. Juni 2022

Vorg.: Anl.: 1

| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | W 1/12 |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

# Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Auf jedes Kirchendach/ Moschee oder sonstige Religionsgemeinschaften sollte eine PV-Anlage installiert werden. Jeder kleine Ort verfügt über so ein Gebäude bzw. Kapelle. Energiespeisung muss vor dem Denkmalschutz stehen.Die Kirchen müssen sich an der Energiewende beteiligen.Die Gebäude sind hoch und die Dächer oft Grossflächig. Auch auf allen öffentlichen Gebäuden muss eine Anlage Vorrang haben. Wenn Kernkraftwerke abgeschaltet werden, dann müssen zuerst gute und viele andere Alternativen her.

## Begründung

Zuerst genügend Alternativen schaffen, bevor man gut funktionierende Kraftwerke abschaltet.

## Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten; senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

**Ausschuss für Klimaschutz und Energie (PA 25)**

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☐ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35221
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-011496 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted]**
**vom 9. September 2022 und vier weitere Petenten**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird ein angemessener Ausgleich für Photovoltaik-Kleinanlagen-Betreiber gefordert, die an den "immensen Gewinnen" der Stromkonzerne aufgrund der Preisentwicklung nicht beteiligt würden.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung" (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um
Frau Swantje Henrike Michaelsen, MdB und
Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

ÖFFENTLICHE PETITION

**Beese Frank PetA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Freitag, 9. September 2022 17:32 |
| **An:** | E-Petitionen PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 138768 |
| **Anlagen:** | Petition-138768.pdf |
| **Signiert von:** | epetitionen@dbt-internet.de |

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

1 2. SEP. 2022

09

Vors.: Anl.: 1

| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachb. | Vorpr. | Reg. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 12/09 PR/1C |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 09.09.2022 17:32 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

# Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | [redacted] |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Mit der Petition möchte ich einen angemessen Ausgleich für Photovoltaik-Kleinanlagen-Betreiber erreichen, welche an den immensen Gewinnen der Stromkonzerne aufgrund der Preisentwicklung nicht beteiligt werden.

## Begründung

Es kann nicht nachvollzogen werden, wie Stromkonzerne Ökostrom mit 11 Cent vergüten und für bis zu 52 Cent dem Endkunden berechnen. Die Gewinnspanne ist in meinen Augen Wucher.

## Anregungen für die Forendiskussion

Photovoltaik-Kleinanlagen-Betreiber werden an der Preisspirale der Stromkonzerne nicht beteiligt.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

**Ausschuss für Klimaschutz und Energie (PA 25)**

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-016769 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe der [redacted], vom**
**19. März 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der Petition wird eine einheitliche und durchgehende Begrünungs- und/oder Solaranlagenpflicht für alle Dächer gefordert.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Frau Swantje Henrike Michaelsen, MdB und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 23)

gescannt

KOPIE

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Sonntag, 19. März 2023 12:51 |
| **An:** | E-Petitionen Postfachaccount PETA |
| **Betreff:** | Einzelpetition - E-147844 |
| **Anlagen:** | Petition-E-147844.pdf |
| **Signiert von:** | epetitionen@dbt-internet.de |

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss.
20. MRZ. 2023

Vorg:

| Vors. | Leiter | Sekr | Ref. | Ref. | Ref. | Ref. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | |

Beiliegende Einzelpetition wurde am 19.03.2023 12:50 eingereicht vom Petenten

Anrede:
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

# Petition an den Deutschen Bundestag
(keine Veröffentlichung)

## Persönliche Daten des Hauptpetenten

| | |
|---|---|
| Anrede | |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

## Anschrift

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

1) Einführung einer hohen Zuckersteuer (z.B. 50%), um damit Diabetis u.ä. Erkrankungen vorzubeugen

2) empfindliche Strafbewehrung des Müllentsorgens an Autobahnraststätten und anderen Autobahnabschnitten, z.B 500 bis 1.000 € (alles ist vermüllt und verdreckt)
+ Werbeanzeigen um darauf aufmerksam zu machen

3) Einführung Tempolimit

4) einheitliche und durchgehende Begrünungspflicht und/oder Solaranlagen für alle Dächer

## Begründung

Leider entsteht seit Jahren das Gefühl, dass es diesbezüglich nicht zielführend weitergeht bzw es sich sogar verschlimmert (zu den o.g. Punkten: Fettleibigkeit / Vermüllung / Umweltverschmutzung / Überhitzung der Innenstädte)

Zu Punkt 1:
Refinanzierung der z.B. durch Diabetes entstehenden finanziellen Schieflagen der Krankenkassen oder Vereinen zur Förderungen des Sports und der Gesundheit.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

**Wichtig**

DER NACHFOLGENDE ABSCHNITT GILT NUR, FALLS SIE DIE PETITION PER FAX ODER POST EINREICHEN WOLLEN! SOLLTEN SIE EINE PETITION ELEKTRONISCH EINGEREICHT HABEN, DIENT DIESES DOKUMENT NUR ALS BELEG FÜR IHRE UNTERLAGEN. EINE UNTERSCHRIFT UND DER VERSAND PER POST ODER ALS FAX AN DEN DEUTSCHEN BUNDESTAG IST DANN NICHT NOTWENDIG.

**NUR FÜR POST- ODER FAXEINREICHUNG: IHRE UNTERSCHRIFT UNTER DER PETITION IST WICHTIG, DA OHNE SIE EINE PETITIONSBEARBEITUNG NICHT MÖGLICH IST.**

Von den allgemeinen Hinweisen zum Petitionsverfahren habe ich Kenntnis genommen.

☐ Ja

Ort, Datum, Unterschrift

Bitte die Petition ausdrucken, unterschreiben und per Telefax (Fax: (030)227 36027) oder per Post an die oben angegebene Adresse senden.

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

**Ausschuss für Klimaschutz und Energie (PA 25)**

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☐ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-016917 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des Herrn [redacted], vom 17. Februar 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition werden gesetzgeberische Maßnahmen gefordert, um die Installation von Balkonsolaranlagen für möglichst viele Personen zu erleichtern, ihnen die Möglichkeit zu geben, von der Energiewende zu profitieren und sie von unnötiger Bürokratie zu entlasten.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Timon Gremmels, MdB, Frau Chantal Kopf, MdB, Herrn Reginald Hanke, MdB, Herrn Andreas Mattfeldt, MdB, Herrn Dirk Brandes, MdB und Frau Ina Latendorf, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

**E-Petitionen Postfachaccount PETA** ÖFFENTLICHE PETITION

**Von:** epetitionen@dbt-internet.de
**Gesendet:** Freitag, 17. Februar 2023 09:34
**An:** E-Petitionen Postfachaccount PETA
**Betreff:** Öffentliche Petition - 146290
**Anlagen:** Petition-146290.pdf

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 17.02.2023 09:33 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel: [redacted]
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Stras[redacted]
[redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss 09

17. Feb. 2023

| Vorg.: | | | Anl.: | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. |
| | | | | | | 1 |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

## - Für Ihre Unterlagen -

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | [redacted] |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Mit dieser Petition fordern wir Änderungen durch den Bundesgesetzgeber, um die Installation von Balkonsolaranlagen für möglichst viele Bürger:innen zu erleichtern, ihnen die Möglichkeit zu geben, von der Energiewende zu profitieren und sie von unnötiger Bürokratie zu entlasten.

Unsere Forderungen basieren auf dem VDE Positionspapier "Steckerfertige Mini-Energie-Erzeugungsanlagen" (01/2023). Zusätzlich fordern wir noch Vereinfachungen für Wohnungseigentümer und Mieter.

## Begründung

Wir fordern Änderungen in folgenden Gesetzen und Verordnungen:

Nationale Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV)
Ziel: Für die im Gesetz verankerte Pflicht zur Anmeldung bzw. den Nachweis beim Netzbetreiber soll eine Ausnahmeregelung für Anlagen bis 0,8kW Nettoleistung eingeführt werden.

Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV)
Ziel: Ergänzung des Registrierungsverfahrens um einen eigenen Assistenten und separate Klickwege für "Steckerfertige PV-Systeme bis 800W" (Balkonsolaranlagen) sowie die entsprechende Anpassung der "Anlage im Marktstammregister zu erfassende Daten".

Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
Ziel: Für die im Gesetz verankerte Pflicht zur Bilanzkreiszuordnung soll eine Übergangsregelung zur Ausnahme von Anlagen bis 0,8kW eingeführt werden, welche bis zum ohnehin verpflichtenden Einbau einer modernen/intelligenten Messeinrichtung im Rahmen des im MsbG festgelegten "Smart-Meter-Rollouts" gilt.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)
Ziel: Für die im Gesetz verankerte Pflicht zur Messung der Erzeugungsleistung soll eine Übergangsregelung zur Ausnahme von Anlagen bis 0,8kW eingeführt werden, welche bis zum ohnehin verpflichtenden Einbau einer modernen/

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
Ziel: Die im Gesetz verankerten Grundlagen der Festlegung der Netzentgelte für besondere Nutzungsformen sollen entsprechend der weiteren genannten Gesetzesänderungen angepasst werden, um den Wegfall der Netzentgelte durch das vorübergehende Net-Metering gesetzlich zu verankern.

Den Forderungen des VDE fügen wir auf Grundlage unserer eigenen Erfahrungen die Forderung nach folgenden Gesetzesanpassungen hinzu:

Wohnungseigentumsgesetz (WEG)
Ziel: Die Nutzung von Photovoltaik zur Eigenversorgung soll in die "privilegierten Maßnahmen" des §20 Absatz 2 aufgenommen werden.
Bürgerliches Gesetzbuch (BGB)

Ziel: Die Nutzung von Photovoltaik zur Eigenversorgung soll in die "privilegierten Maßnahmen" des des §554 Absatz 1 aufgenommen werden..

Um den Bundesrat zu zitieren: "Stecker-Solargeräte bieten Mieterinnen und Mietern die Möglichkeit vom Balkon oder Terrasse aus, eigene Solarenergie zu erzeugen. Die Komplexität des Meldeprozesses sowie der technischen Voraussetzungen stellen jedoch Hemmschwellen dar." (Drucksache 162/22 (Beschluss), S. 58)

Balkonkraftwerke sind eine einfache und risikolose Möglichkeit, um saubere und unabhängige Energieerzeugung zu fördern. Durch private Initiative getragen, können sie Millionen von Haushalten dazu bewegen, dezentrale Erzeugungsanlagen zu installieren und ihren Beitrag zur Energiewende zu leisten und Geld zu sparen.

**Anregungen für die Forendiskussion**

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35221
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-018284 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted],**
**vom 2. April 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach
§ 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird eine Überdachung der bundesdeutschen Autobahnen mit dem Ziel der Flächennutzung zur Stromerzeugung (Montage von Photovoltaik-Generatoren) gefordert.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um
Frau Swantje Henrike Michaelsen, MdB und
Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

ÖFFENTLICHE PETITION

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Sonntag, 2. April 2023 08:36 |
| **An:** | E-Petitionen Postfachaccount PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 148605 |
| **Anlagen:** | Petition-148605.pdf |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 02.04.2023 08:36 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

03. April 2023

Vorg.: Anl.: 1

| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 11450. A |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

- **Für Ihre Unterlagen** -

# Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Mit der Petition fordern wir, eine Überdachung der bundesdeutschen Autobahnen mit dem Ziel der Flächennutzung zur Stromerzeugung (Montage von PV-Generatoren).

## Begründung

Mit einer Nutzung der bundesdeutschen Autobahnen als Flächen zur PV Nutzung kann auf die aus unserer Sicht nicht zielführende weitergehende Bebauung von Brach- und Grünflächen mit PV-Generatoren verzichtet werden. Brach- und Grünflächen im Außenbereich produzieren durch den Bewuchs Sauerstoff und verbrauchen dabei CO2..Außerdem sind diese Flächen wichtig für Biodiversität bzw. Artenvielfalt. Bewuchs mit der hiermit einhergehenden Artenvielfalt und dem CO2 Verbrauch wird im Falle einer Überbauung mit PV-Anlagen zumindest erheblich reduziert. Es ist aus unserer Sicht daher erforderlich den angedachten Verbrauch dieser Flächen für PV-Anlagen in Außenbereich zu minimieren.

Als positiver Nebeneffekt für die Überdachung der Autobahnen zur PV-Nutzung zu trockenen und schneefreien Autobahnen. Dies erhöht die Verkehrssicherheit und führt zu einer deutlichen Ersparnis an Betriebskosten des Winterdienstes. Ggf. ergeben sich auch Synergieeffekte zu Schallschutzmaßnahmen.

## Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzenden des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang - 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 6. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35221
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-018724 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe der [redacted],**
**vom 6. April 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach
§ 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, dass bei der Abwägung gemäß § 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz der Erhalt des Waldes als gleichwertig gilt und die übliche Abwägung aller Interessen gemäß § 9 Bundeswaldgesetz für ein Vorhaben erfolgt.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um
Frau Beate Walter-Rosenheimer, MdB und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

KOPIE

ÖFFENTLICHE PETITION

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

**Von:** epetitionen@dbt-internet.de
**Gesendet:** Donnerstag, 6. April 2023 20:47
**An:** E-Petitionen Postfachaccount PETA
**Betreff:** Öffentliche Petition - 148778
**Anlagen:** Petition-148778.pdf

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
12. APR. 2023
09

| Vorg.: | | | | Anl.: 1 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachb. | Vorpr. | Reg. |
| | | | | | | | 12/04 Re 1 |

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 06.04.2023 20:46 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

**- Für Ihre Unterlagen -**

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Ich möchte darauf aufmerksam machen, dass durch das neue EEG 2023 Wald gerodet werden darf, um dort Freiflächensolaranlagen aufzustellen; der Waldverlust muss an anderer Stelle als Ersatzaufforstung ausgeglichen werden.

Ich möchte weiterhin anregen, dass in der Abwägung gemäß § 2 EEG 2023 der Erhalt des Waldes als gleichwertig gilt und die übliche Abwägung aller Interessen gemäß § 9 BWaldG für das Vorhaben angewandt wird. Ich fordere kein generelles Verbot von Solaranlagen auf Waldflächen

## Begründung

Durch das EEG 2023 erhält der Ausbau der Erneuerbaren Energie einen überragenden Stellenwert und ist in allen Abwägungsentscheidungen von Behörden als vorrangig vor allen anderen Belangen zu bewerten. Da der Ausbau der Erneuerbaren angesichts des Klimawandels und der aktuellen außenpolitischen Situation überaus wichtig ist, stimme ich dieser Herangehensweise grundsätzlich zu.

Auf der anderen Seite ist Wald mit seinen vielfältigen Funktionen ebenfalls von großer Bedeutung für den Klimaschutz. Neben der Speicherung von Kohlenstoffdioxid, der Filterung von Schadstoffen und der Bildung von Sauerstoff sind noch der Kühleffekt durch Verdunstung und die Barrierewirkung gegen negative Klimaeinwirkungen auf benachbarte Ortschaften oder landwirtschaftliche Flächen zu nennen. Die vielfältigen Funktionen für Erholung und als Biotop und Lebensraum bleiben hier unerwähnt.

Der Gesetzeszweck des EEG 2023 ist gemäß § 1: im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung; die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Die Rodung von Wald zugunsten einer Freiflächensolaranlage, die im Gegensatz zu beispielsweise Windenergieanlagen einen sehr großen Flächenverbrauch hat, kann daher eigentlich nicht im Sinne dieses Gesetzes sein.

Zwar wird der Waldverlust in Form einer Ersatzaufforstung ausgeglichen. Allerdings dauert es Jahrzehnte, bis die Ersatzfläche die Funktionen des ursprünglichen Waldes erfüllen kann. Hinzu kommt, dass durch die mittlerweile extremen Bedingungen in den Sommermonaten hohe Ausfallraten in den Forstkulturen auftreten. Je größer die Aufforstungsfläche, umso ungünstiger sind die Wuchsbedingungen. Auch stellt sich die Frage, warum die Freiflächensolaranlage nicht direkt auf den Flächen errichtet wird, die für die Ersatzaufforstung verwendet werden.

Eine Gleichstellung von Walderhalt zum Ausbau der erneuerbaren Energie entweder im EEG 2023 oder im Zuge einer Änderung des Bundeswaldgesetzes würde dazu führen, dass im Rahmen der Abwägung zugunsten der Ausbauprojekte entschieden werden kann, aber auch dagegen. Dies sollte eine Einzelfallentscheidung sein.

## Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-020691 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted], vom**
**22. Juni 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, dass bei Photovoltaikanlagen bei der Angabe "$CO_2$-Ersparnis" die $CO_2$-Emissionen, die bei der Herstellung, dem Transport, der Instandhaltung und der Entsorgung (nach Ablauf der Lebenszeit der Anlage) anfallen, berücksichtigt werden müssen.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung" (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Frau Swantje Henrike Michaelsen, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

ÖFFENTLICHE PETITION

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Donnerstag, 22. Juni 2023 08:13 |
| **An:** | E-Petitionen Postfachaccount PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 152780 |
| **Anlagen:** | Petition-152780.pdf; Petition-152780.csv |

KOPIE

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 22.06.2023 08:13 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel: [redacted]
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation: [redacted]
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

| Deutscher Bundestag<br>Petitionsausschuss | | | | | | 09 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | |
| 22. Juni 2023 | | | | | | |
| Vorg.: | | | | Anl.: | | |
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. |
| | | | | | | |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

**- Für Ihre Unterlagen -**

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | [redacted] |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | [redacted] |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Mit der Petition wird gefordert, dass bei Photovoltaikanlagen bei der Angabe der "CO2-Ersparnis" die CO2-Emissionen, die bei der Herstellung, dem Transport, der Instandhaltung und der Entsorgung (nach Ablauf der Lebenszeit der Anlage) berücksichtigt werden müssen.

## Begründung

Verkäufer von Photovoltaikanlagen geben in der Regel eine kalkulatorische CO2-Ersparnis für ihre Anlagen an und berücksichtigen dabei nicht die unvermeidbar anfallenden CO2-Emissionen für die Herstellung der Anlagen, den Transport, der Instandhaltung und der Entsorgung (nach Ablauf der Lebenszeit der Anlage).

Dies betrifft im Übrigen auch die allermeisten einschlägigen Rechentools im Internet, wie z. B. https://solar.htw-berlin.de/rechner/stecker-solar-simulator/ .

Auch diese rechnen die CO2-Bilanz "schön" weil sie in aller Regel die Emissionen für Herstellung usw. nicht einrechnen.

Statt nach ein bis zwei Jahren erreichen viele Anlagen den CO2-mäßigen "Break-Even-Point" erst nach 4 bis 10 Jahren.

Bis dahin belasten sie die Umwelt mit CO2.

Sofortiger Klimaschutz sieht anders aus.

## Anregungen für die Forendiskussion

Das PV-Modul selbst hat gemäß dem Fraunhofer ISE ein "Global Warming Potential" (GWP) von 580...810 kg CO2eq/ kWp [ https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/213e6eb8-f171-41b3-b050-4d55bb0662ef/details ].

Der Wechselrichter schlägt mit 160 kg CO2eq/ kW zu Buche [ https://treeze.ch/fileadmin/user_upload/downloads/Publications/Case_Studies/Energy/174-Update_Inverter_IEA_PVPS_v1.1.pdf ].

Wechselrichter halten etwa 15 Jahre. [ https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/die-anlage-im-betrieb/lebensdauer/ ]

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

**Ausschuss für Klimaschutz und Energie (PA 25)**

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-020692 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe der [redacted], vom 22. Juni 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, dass jegliche Gewerbe in Deutschland, die über einen nicht überdachten Parkplatz mit mehr als zehn Stellplätzen verfügen, dazu verpflichtet werden, diesen zu überdachen und mit einer Photovoltaikanlage auszustatten, sofern die Berechnung eines qualifizierten Energieberaters ergibt, dass sich diese Anlage binnen fünf Jahren amortisiert hat.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Ingo Bodtke, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

ÖFFENTLICHE PETITION

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

**Von:** epetitionen@dbt-internet.de
**Gesendet:** Donnerstag, 22. Juni 2023 09:50
**An:** E-Petitionen Postfachaccount PETA
**Betreff:** Öffentliche Petition - 152785
**Anlagen:** Petition-152785.pdf; Petition-152785.csv

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 22.06.2023 09:49 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strass[redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

| Deutscher Bundestag<br>Petitionsausschuss | | | | | | 09/12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 22. Juni 2023 | | | | | | |
| Vorg.: | | | | Anl.: | | |
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. |
| | | | | | | |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

**- Für Ihre Unterlagen -**

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Deutschland braucht mehr erneuerbare Energie. Um diesem Ziel näher zu kommen scheint folgende Gesetzesnovelle sinnvoll: jegliche Gewerbe in Deutschland, die über einen nicht überdachten Parkplatz mit mehr als 10 Stellplätzen verfügen, werden verpflichtet, diesen zu überdachen und mit einer Photovoltaikanlage auszustatten, sofern die Berechnung eines qualifizierten Energieberaters ergibt, dass sich diese Anlage binnen 5 Jahren amortisiert haben wird. Bei Neubauten wird dies auf 2 Jahre reduziert.

## Begründung

Die Reduktion des CO2 Ausstoß ist ein wichtiges Ziel, das mit mehr Nachdruck verfolgt werden sollte. Der vorgeschlagene Gesetzesentwurf birgt viele Vorteile:
- Die Flächen der besagten Parkplätze sind bereits verödet, so dass hier keine Schädigung von für die Umwelt wertvollen Flächen entsteht. Auch optische Bedenken dürften keine Rolle spielen, da ein Parkplatz mit mehr als 10 Stellplätzen nur geringfügigen Naherholungswert bietet.
- Da durch diese Maßnahme große verödete Flächen ökologisch nutzbar gemacht werden würden, wäre der Effekt höher, als wenn Bürger vergleichbaren Vorschriften unterlägen.
- Durch die qualifizierte Berechnung der Amortisierung ist sichergestellt, dass die Maßnahme einen hohen Nutzwert hat, und Unternehmen langfristig nicht belastet werden.
- Unternehmen dürfen den so bereitgestellten Strom zunächst selbst verbrauchen; was sie nicht abnehmen können muss zwingend eingespeist werden. Die Allgemeinheit profitiert davon, dass Deutschland mehr Strom zur Verfügung steht, sowohl durch die reduzierte Entnahme der Unternehmen von Strom aus dem Netz als auch die Einspeisungen des Überschusses.
- Durch das Parken im Schatten wird die Lebensqualität der Parkenden erhöht. Gleichzeitig wird der individuelle CO2 Ausstoß gesenkt, da die Klimaanlagen der PKW weniger arbeiten müssen und dort weniger Energie verbraucht wird.
- Gewerbe verbrauchen große Mengen Energie und sind zumeist in der Lage, diese Ausgabe finanziell zu stemmen. Bei Unternehmen wo dies nicht der Fall ist, kann eine geförderte Finanzierung erfolgen, wenn entsprechende Nachweise über die Bedürftigkeit erbracht werden.
- Die Umsetzbarkeit wird dadurch erleichtert, dass Stellflächen für PKW über einheitliche Größen verfügen, so dass hier massenhaft produzierte Überdachungsmodule eingesetzt werden können. Bei Abweichungen der einzelnen Stellflächen von der Norm können diese bei Aussenparkplätzen leicht neu farblich markiert werden, es sind keine Umbauten erforderlich.
- Dieses Gesetz kann dazu führen, dass die deutsche Industrie ein Wachstum im Bereich Photovoltaik-Module erfährt, zum einen durch den erhöhten Bedarf in Deutschland selbst, zum anderen durch den Export der Module wenn das Gesetz im Ausland Nachahmer findet.

## Anregungen für die Forendiskussion

Gibt es hier Unternehmer, die schon Erfahrungen mit der Überdachung eines Parkplatzes mit Photovoltaik gemacht haben?

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-020855 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted], vom**
**19. Juni 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der öffentlichen Petition wird gefordert, statt wie bisher steckerfertige Photovoltaikanlagen bis zu einer Maximalleistung von 600 Watt pro Haushalt, zukünftig diese bis zu einer Maximalleistung von 600 Watt pro Haushalt, pro Phase zuzulassen. Bei einem Anschluss des Haushalts an Dreiphasenwechselstrom könnten somit bis zu drei Anlagen betrieben werden.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.
Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Frau Beate Walter-Rosenheimer, MdB und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

ÖFFENTLICHE PETITION

**E-Petitionen Postfachaccount PETA**

| | |
|---|---|
| **Von:** | epetitionen@dbt-internet.de |
| **Gesendet:** | Montag, 19. Juni 2023 20:12 |
| **An:** | E-Petitionen Postfachaccount PETA |
| **Betreff:** | Öffentliche Petition - 152626 |
| **Anlagen:** | Petition-152626.pdf; Petition-152626.csv |

KOPIE

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 19.06.2023 20:12 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel: Energiewende - steckerfertige PV-Anlagen optimal nutzen
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss 09

20. Juni 2023

| Vorg.: | | | | Anl.: 1 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L | Ref. | Sachb. | Reg. 10/1 |
| | | | | | | |

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

# - Für Ihre Unterlagen -

## Petition an den Deutschen Bundestag
(mit der Bitte um Veröffentlichung)

**Persönliche Daten des Hauptpetenten**

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | Energiewende - steckerfertige PV-Anlagen optimal nutzen |

**Anschrift**

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted]ing |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Die Petition fordert, steckerfertige PV-Anlagen statt wie bisher bis zu einer Maximalleistung von 600 Watt pro Haushalt, stattdessen bis zu einer Maximalleistung von 600 Watt pro Haushalt, pro Phase zuzulassen. Bei einem Anschluss des Haushalts an Dreiphasenwechselstrom können somit bis zu drei Anlagen betrieben werden.

## Begründung

Durch die Aufteilung auf Phasen ist eine Überlastung der hausinternen Installation trotz höherer Gesamtleistung nach wie vor ausgeschlossen. Es erfolgt eine höhere Eigenbedarfsdeckung, da lediglich einphasige Anlagen den auf anderen Phasen verbrauchten Strom nicht liefern können. Wird der erzeugte Strom nicht hausintern verbraucht, kann sich theoretisch eine stärkerer Einfluss auf die Stromnetze durch die höhere unkontrollierte Einspeisung ergeben. Dem steht eine gleichmäßigere Einspeisung statt nur isoliert über eine Phase entgegen. Dass allein durch die jetzt schon erlaubten ein-Phasen-Anlagen eine nennenswert Instabilität der Stromversorgung aufgetreten wäre, ist nicht bekannt. Durch die Änderung könnte am schnellsten und sichersten dem Wunsch vieler NutzerInnen nach höherer erlaubter Leistung entsprochen werden, vergleiche hierzu die Studie „Nutzung von Steckersolargeräten 2022" der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 05/2022. Dieses Potential die dringend notwendige Energiewende durch eine große Zahl engagierte Bürger zu beschleunigen, sollte nicht verschenkt werden.

## Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

75 Jahre
Demokratie
lebendig

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Vorsitzender des
Ausschusses für Klimaschutz und Energie
Herrn Klaus Ernst, MdB

im Hause

Ausschuss für
Klimaschutz und Energie (PA 25)

Eingang 9. Nov. 2023

Az..... ☐ Sekretariatsumlauf ☒ A-Drs

☐ zum Vorgang ☐ z.K. ☐ Rücksprache ☐ Kopie an

Berlin, 7. November 2023
Anlagen: 1

**Martina Stamm-Fibich, MdB**
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-35064
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

**Photovoltaik**
**Pet 1-20-09-7523-022708 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)**
**Eingabe des [redacted], vom**
**5. September 2023**

Sehr geehrter Herr Kollege,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2 GOBT.

Mit der Petition werden wirksame gesetzgeberische oder ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen, die den Netzanschluss einer Photovoltaik-Anlage in einem angemessenen Zeitrahmen sicherstellen, gefordert.

Dieses Anliegen betrifft den „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Drucksache 20/8657), der Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben genannten Petition handelt es sich um Herrn Ingo Bodtke, MdB und Herrn Dr. Marlon Bröhr, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

gescannt

## E-Petitionen Postfachaccount PETA

**Von:** epetitionen@dbt.bund.de
**Gesendet:** Dienstag, 5. September 2023 20:30:30
**An:** E-Petitionen Postfachaccount PETA
**Betreff:** Einzelpetition - E-157194
**Anlagen:** Petition-E-157194.pdf; Petition-E-157194.csv

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
06. SEP. 2023

1 - 20 -
041745

Vorg.: Anl.: 1

| Vors. | Leiter | Sekr. | Ref.L. | Ref. | Sachb. | Vorpr. | Reg. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Bea 85 | | | 06/09 Re/19 |

Beiliegende Einzelpetition wurde am 05.09.2023 20:30 eingereicht vom Petenten

Anrede: [redacted]
Titel:
Name: [redacted]
Vorname: [redacted]
Organisation:
Strasse, Hausnr: [redacted]
PLZ: [redacted]
Ort: [redacted]
Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

# Petition an den Deutschen Bundestag
(keine Veröffentlichung)

## Persönliche Daten des Hauptpetenten

| | |
|---|---|
| Anrede | [redacted] |
| Name | [redacted] |
| Vorname | [redacted] |
| Titel | |

## Anschrift

| | |
|---|---|
| Wohnort | [redacted] |
| Postleitzahl | [redacted] |
| Straße und Hausnr. | [redacted] |
| Land/Bundesland. | Deutschland |
| Telefonnummer | |
| E-Mail-Adresse | [redacted] |

## Wortlaut der Petition

Der Bundestag möge beschließen, das wirksame gesetzgeberische oder ordnungsrechtlich Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen Netzanschluss einer PV-Anlage in einem angemessenen Zeitrahmen sicherstellen. Es ist nicht hinzunehmen, das nahezu täglich in der bundesweiten Presse und in den Medien berichtet wird, das Netzanschlüsse für PV-Anlagen über Monate hinweg nicht realisiert werden. Erhebliche Mengen an Sonnenstrom kann derzeit nicht gewonnen werden weil die Anlagen nicht im Betrieb sind

## Begründung

Es wird nahezu täglich in den Presse-und Medien berichtet, das sich bundesweit die Inbetriebnahmen von Photovoltaikanlagen über mehrere Monate, teils sogar über 1 Jahr verzögern. Offenbar weil die Energieversorgers und Netzbetreibers den Anschluss nicht ermöglichen können oder wollen. Es entsteht auch der Eindruck, das Energieversorger den Anschluss möglichst lange hinauszögern wollen, weil Solarstrom des Kunden ihren Stromabsatz schmälern. Es ist ja für die Bereitwilligen mehr als frustrierend, wenn der erforderliche Netzanschluss für eine PV-Anlage über Monate hinweg nicht realisiert werden kann und die Anlagen bis dahin nicht genutzt werden können. Es entstehen dabei auch erhebliche wirtschaftliche Schäden. Es ist weder realistisch noch zumutbar, die „Geschädigten" auf den allgemeinen Rechtsweg oder Verbraucherschutzverbände zu verweisen. Der Gesetzgeber muss hier klar rechtliche Verhältnisse schaffen, wenn die Anschlüsse von PV-Anlagen über eine angemessene Frist (z.B. 3 Monate) durch die Energieversorger/Netzbetreiber verzögert werden. Den, für den Energiesektor zuständigen Aufsichtsbehörden ist aufzugeben, gegen schuldhafte Verzögerungen von PV-Anlagen ins Stromnetz ordnungsrechtlich vorzugehen. Es wird weiterhin gefordert, das eine zentrale Meldestelle bei den Aufsichtsbehörden eingerichtet wird, wohin sich Bürger-innen wenden können, wenn der Netzanschluss einer PV Anlage nicht realisiert wird. Die Aufsichtsbehörden haben dann den Energieversorger/Netzbetreiber zur Stellungnahme aufzufordern.

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257

**Wichtig**

DER NACHFOLGENDE ABSCHNITT GILT NUR, FALLS SIE DIE PETITION PER FAX ODER POST EINREICHEN WOLLEN! SOLLTEN SIE EINE PETITION ELEKTRONISCH EINGEREICHT HABEN, DIENT DIESES DOKUMENT NUR ALS BELEG FÜR IHRE UNTERLAGEN. EINE UNTERSCHRIFT UND DER VERSAND PER POST ODER ALS FAX AN DEN DEUTSCHEN BUNDESTAG IST DANN NICHT NOTWENDIG.

**NUR FÜR POST- ODER FAXEINREICHUNG: IHRE UNTERSCHRIFT UNTER DER PETITION IST WICHTIG, DA OHNE SIE EINE PETITIONSBEARBEITUNG NICHT MÖGLICH IST.**

Von den allgemeinen Hinweisen zum Petitionsverfahren habe ich Kenntnis genommen.

☐ Ja

Ort, Datum, Unterschrift

Bitte die Petition ausdrucken, unterschreiben und per Telefax (Fax: (030)227 36027) oder per Post an die oben angegebene Adresse senden.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)520**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Stiftung Umweltenergierecht

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**

Stiftung
Umweltenergierecht

# Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und Energie

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (BT-Drs. 20/8657)

**13.11.2023**

erstellt von
Prof. Dr. Thorsten Müller
Dr. Daniela Fietze
Dr. Markus Kahles
Dr. Nils Wegner

Zitiervorschlag:
***Müller/Fietze/Kahles/Wegner*, Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (BT-Drs. 20/8657) am 15. November 2023**
**13.11.2023**

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

Telefon
**+49 931 794077-0**

Telefax
**+49 931 7940 77-29**

E-Mail
**mueller@stiftung-umweltenergierecht.de**

Internet
**www.stiftung-umweltenergierecht.de**

Vorstand
**Prof. Dr. Thorsten Müller (Vorsitzender)**
**Fabian Pause, LL.M. Eur. (stv. Vorsitzender)**

Stiftungsrat
**Prof. Dr. Monika Böhm (Vorsitzende)**
**Prof. Dr. Franz Reimer (stv. Vorsitzender)**
**Prof. Dr. Markus Ludwigs**
**Prof. Dr. Sabine Schlacke**

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

# Inhaltsverzeichnis

A. Auf einen Blick 1

B. Dezentrale Versorgung erleichtern 3

I. Energy Sharing und Lieferantenpflichten: Wege zu mehr Freiraum 3

1. Lieferantenpflichten: Umsetzung von EU-Recht 3

2. Mehr Freiraum bei den Versorgerpflichten: Reform der EBM-RL nutzen 4

II. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung 4

1. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Bürokratieabbau für ein dezentrales Versorgungskonzept 5

2. Befreiung von Lieferantenpflichten zu weitgehend 5

3. Einbindung von Speichern und Ladepunkten für Elektromobile 5

C. Vereinfachungen zur Beschleunigung des Ausbaus 7

I. Netzanschlussregelungen werden vereinfacht, letzte Konsequenz fehlt im Detail 7

II. Rechte zum Überfahren fremder Grundstücke, § 11b EEG 2023: Vereinfachung in der Sache – unsachgemäße Komplexitätssteigerung durch die Ausgestaltung 8

III. Schwellenwert für unentgeltliche Abnahme hält sich innerhalb EU-rechtlicher Grenzen 9

IV. Lockerung der Anlagenzusammenfassung für Solardachanlagen und Steckersolargeräte 10

1. Anlagenzusammenfassung zur Einhaltung technischer Vorgaben 10

2. Anlagenzusammenfassung zur Bestimmung des Zahlungsanspruchs 10

D. Ausweitung der Förderung von Solaranlagen 12

I. Freiflächenausbau umfassender stärken, Grenzen förderrechtlicher Steuerung beachten 12

1. Ausweitung der Förderung in benachteiligten Gebieten und Stärkung von Mehrfachnutzungen richtig 12

a) Ausweitung der Förderung auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten 13

b) Stärkung von Mehrfachnutzungen 13

c) Übergreifende Bewertung 15

2. Freiflächenanlagen auch jenseits des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stärken 16

II. Dachpotenziale im Außenbereich werden ohne Fehlanreize erschlossen 16

E. Systemstabilitätsbericht und Monitoring der Systemstabilität 18

I. Berichtswesen in formaler Hinsicht verbessert ____ 18
II. Konkretisierungsbedarf hinsichtlich gemeinsamer inhaltlicher Berichtsstandards ____ 18
III. Regelmäßige Berichtspflicht auch für Verteilnetzbetreiber wünschenswert ____ 19

Anhang zu C. II. ____ 21

# A. Auf einen Blick

Der Entwurf der Bundesregierung zu einem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (sog. „Solarpaket I“) ist insgesamt zu begrüßen und macht vor allem mit dem Ziel, den Solarausbau durch eine Vereinfachung des historisch gewachsenen Regelungsbestands zu fördern, deutliche Schritte in die richtige Richtung. Im Detail gibt es aber noch einige Regelungsbestandteile und Ausgestaltungsvorschläge, die die angestrebten Ziele vermutlich nicht erreichen. Daher besteht mit Blick auf einzelne Regelungsbereiche noch Nachschärfungsbedarf.

- **B. Dezentrale Versorgung erleichtern**
  - Die Lieferantenpflichten der §§ 40 ff. EnWG stellen die Umsetzung EU-rechtlicher Vorgaben dar. Freiraum von diesen Pflichten kann daher nur in den im EU-Recht vorgesehenen, eng begrenzten Ausnahmekonstellationen eingeräumt werden. Dies gilt auch mit Blick auf das aktuell viel diskutierte „Energy Sharing“. Um den Mitgliedsstaaten mehr Freiraum bei der Umsetzung der Versorgerpflichten zu gewähren, könnte das aktuelle Verfahren zur Novellierung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie genutzt werden.
  - Die Regelung zur „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ in § 42b EnWG-E gewährt – gemessen am EU-Recht – zu weitgehende Ausnahmen von den Lieferantenpflichten.
- **C. Vereinfachungen zur Beschleunigung des Ausbaus**
  - Die Netzanschlussregeln nach § 8 EEG 2023 würden durch den Regierungsentwurf vereinfacht, v. a. für Steckersolargeräte und durch die Erhöhung des Schwellenwerts für das vereinfachte Netzanschlussverfahren auf 30 kW.
  - Im Detail könnten die Verbesserungen bei den Netzanschlussregelungen aber noch konsequenter ausfallen, indem die Netzbetreiber verpflichtet würden, nicht nur das Ergebnis ihrer Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen, sondern auch die dieser Prüfung zugrunde gelegten Annahmen und Berechnungen.
  - Zudem würde der ausdrücklich der Begründung des Entwurfs gewünschten Bündelung der Nachforderungen des Netzbetreibers im Netzanschlussverfahren besser Rechnung getragen, wenn die Netzbetreiber auf einen einmaligen und abschließenden Nachforderungskatalog verpflichtet würden.
  - Der vorgeschlagene Schwellenwert für die neue Vergütungskategorie der unentgeltlichen Abnahme hält sich innerhalb der EU-rechtlichen Grenzen, innerhalb derer von dem Grundsatz des marktbasierten Dispatch abgewichen werden kann. Es wären aber auch weitergehende Regelungen und Zahlungsansprüche für diese Anlagen möglich.
  - Die Lockerungen für Solardachanlagen mit unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten bei der Anlagenzusammenfassung haben das Potenzial den Ausbau in diesem Segment zu beschleunigen, da der Ausbau erfolgen kann, ohne Gefahr zu laufen mit anderen in räumlicher und zeitlicher Nähe errichteter Anlagen zur Einhaltung technischer Vorgaben oder zur Ermittlung des Zahlungsanspruchs gemeinsam als eine Anlage behandelt zu werden.
- **D. Ausweitung der Förderung von Solaranlagen**
  - Die Ausweitung der Förderkulisse für Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten ist geeignet, den Freiflächenausbau weiter zu beschleunigen. Mit der Stärkung von Mehrfachnutzungen in Form der besonderen Solaranlagen wird zugleich der ernsthafte Versuch unternommen, Nutzungskonkurrenzen insbesondere mit der Landwirtschaft und dem Naturschutz zu begrenzen.
  - Sollen extensivere Agri-PV-Anlagen und Biodiversitätssolaranlagen zur

Reduktion von Nutzungskonkurrenzen allerdings mehr als nur im Einzelfall realisiert werden, müssen diese förderrechtlich attraktiv ausgestaltet werden. Förderrechtliche Steuerung begründet nur ein Angebot, das von Flächeneigentümern und Betreibern zugunsten klassischer Anlagenkonzepte oder einer Realisierung außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auch abgelehnt werden kann.

- Über Anpassungen im Förderrecht hinaus sind weitere Hemmnisse für den Freiflächenausbau abzubauen. Die angekündigten Änderungen im Planungsrecht sind hierfür jedenfalls perspektivisch wichtig. Eilbedürftiger wäre es, den Netzausbau verstärkt in Angriff zu nehmen. Zudem sollte geprüft werden, inwieweit insbesondere steuerrechtliche Regelungen für die Erschließung landwirtschaftlicher Flächen einer Änderung bedürfen.
- Die Anpassung der Regelung für sogenannte Solarstadl ist geeignet, vorhandene Dachpotenziale im Außenbereich zu erschließen. Fehlanreize, die zu einer Zersiedelung des Außenbereichs führen, werden nicht nennenswert gesetzt.

**E. Systemstabilitätsbericht und Monitoring der Systemstabilität**

- Die Neuregelungen zum Systemstabilitätsbericht und Monitoring der Systemstabilität dürften durch klarere formale Vorgaben zu den Abläufen das Berichtswesen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur verbessern. In inhaltlicher Hinsicht scheint allerdings nach dem Regelungsentwurf nicht gewährleistet zu sein, dass die Berichte der ÜNB auf Grundlage gemeinsamer Standards oder in gemeinsamen Berichten erfolgen, was sich negativ auf die Vergleichbarkeit der Berichte auswirken könnte. Zudem erscheint es angesichts der ebenso bestehenden künftigen Herausforderungen für die Verteilnetze wünschenswert, dass auch den Verteilnetzbetreibern gleichlaufende Berichtspflichten auferlegt werden.

# B. Dezentrale Versorgung erleichtern

Der Entwurf beinhaltet verschiedene Änderungen, um dezentrale Versorgungskonzepte zu fördern. Das bereits etablierte Mieterstrommodell (§§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023[1]) soll optimiert werden, indem es erstmals auch für die Belieferung von gewerblichen Stromverbrauchern geöffnet wird (§ 21 Abs. 3 S. 1 EEG-E) und bürokratische Anforderungen reduziert werden[2].

Daneben soll mit der gemeinschaftlichen Eigenversorgung ein neues Konzept Einzug ins deutsche Recht finden: das des Energy Sharing. Die Umsetzung in § 42b EnWG-E vermag jedoch nicht zu überzeugen (dazu II.). Hintergrund ist die komplexe Rechtslage auf Ebene der EU. Will man bürokratische Anforderungen an dezentrale Versorgungskonzepte reduzieren, so müsste das EU-Recht über das im aktuellen Reformprozess der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie vorgeschlagene Maß hinaus geändert werden (dazu I.).

## I. Energy Sharing und Lieferantenpflichten: Wege zu mehr Freiraum

Wird der Abbau von Bürokratie für dezentrale Versorgungskonzepte gefordert, rücken schnell die Lieferantenpflichten der §§ 40 ff. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)[3] in den Blick. Häufig werden hier Erleichterungen für „Energy Sharing"-Konstellationen gefordert – wobei dieser Begriff nicht klar definiert ist und sich die damit verbundenen Konstellationen teilweise stark voneinander unterscheiden[4].

### 1. Lieferantenpflichten: Umsetzung von EU-Recht

Die Lieferantenpflichten der §§ 40 ff. EnWG sind eine Umsetzung EU-rechtlicher Vorgaben: Art. 10 Abs. 3-12 sowie Art. 18 i. V. m. Anhang I der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL)[5] enthalten umfassende Vorgaben an Vertrags- und Rechnungsgestaltung gegenüber Endkunden (Art. 2 Nr. 3 EBM-RL: Kunde, der Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft). Angesichts des Detailgrades der Vorgaben haben die Mitgliedsstaaten hier jedenfalls keinen nennenswerten Umsetzungs- oder Abweichungsspielraumspielraum[6].

Adressat dieser Rechte ist der „Versorger" der Endkunden – mithin die Person, die ihnen den Strom verkauft (vgl. Art. 2 Nr. 12 EBM-RL: Versorgung [ist der] Verkauf, einschließlich des Weiterverkaufs, von Elektrizität an Kunden). Eine Bagatellschwelle oder andere Ausnahmetatbestände sieht die EBM-RL nicht vor, so dass jeder Stromverkauf die Geltung der Versorgerpflichten auslöst.

Nichts anderes gilt, wenn Strom durch im Eigentum einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (Art. 2 Nr. 16 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)[7]) oder einer

[1] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.

[2] U.a. entfällt die Prüfpflicht der bislang erforderlichen 40%igen Wohnnutzung der Gebäude, BT-Drs. 20/8657, S. 70. In § 42a Abs. 3 S. 1 und S. 2 EnWG-E werden die bisherigen Vorgaben zur maximalen Vertragslaufzeit, stillschweigenden Verlängerung und zur Kündigungsfrist an den gesetzlichen Vorgaben des § 309 Nr. 9 BGB orientiert angepasst, BT-Drs. 20/8657, S. 106.

[3] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970; 3621), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 8. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 272) geändert worden ist.

[4] Vgl. dazu *Ritter/Bauknecht/Fietze/Klug/Kahles*, Energy Sharing – Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts, UBA Climate Change 46/2023, S. 24 ff., https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf.

[5] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU ABl. EU L 158 v. 14.6.2019, S. 125.

[6] *Fietze/Kahl,* Leitbild Lieferung (Strom): Eine Annäherung an die Eigenschaften und Pflichten des Elektrizitätslieferanten, März 2019, S. 22, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2015/10/%C3%9CE_Leitbild-Lieferung.pdf.

[7] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der

Bürgerenergiegemeinschaft (Art. 2 Nr. 11 EBM-RL) stehenden Anlagen erzeugt und an die Mitglieder der Gruppe verteilt wird. Zwar sprechen sehr gute Argumente dafür, dass diese Tätigkeit des „Energy Sharing" keine „Versorgung" i. S. d. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ist[8]. Allerdings wird die Geltung der Endkundenrechte (und damit der korrespondierenden Versorgerpflichten) für diese Konstellationen explizit angeordnet (Art. 22 Abs. 4 lit. b) EE-RL bzw. Art. 16 Abs. 3 lit. d) EBM-RL). Etwas anderes gilt (nur) für das Energy Sharing innerhalb der gemeinschaftlichen Eigenversorgung (Art. 21 Abs. 4 S. 1 EE-RL i. V. m. Art. 2 Nr. 15 EE-RL). Hier ist die Geltung der Endkundenrechte nicht separat angeordnet[9]. Dementsprechend sind die Mitgliedsstaaten verpflichtet, Freiräume im nationalen Recht zu schaffen.

### 2. Mehr Freiraum bei den Versorgerpflichten: Reform der EBM-RL nutzen

Aktuell läuft ein Verfahren zur Novellierung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Dabei soll Energy Sharing erstmals definiert (Art. 2 Nr. 10a EBM-RL) sowie in Art. 15a EBM-RL ein Recht auf Energy Sharing für aktive Kunden eingeführt werden. Auch hier wird die Geltung der Endkundenrechte ausdrücklich angeordnet und für ausgewählte Konstellationen (Erzeugungsanlagen bis zu einer festgelegten Größe auf Einfamilienhäusern bzw. Mehrfamilienhäusern) Ausnahmen statuiert. Auf nationaler Ebene bestünde damit (nur) die Möglichkeit, neben der gemeinschaftlichen Eigenversorgung nunmehr auch diese neuen, in Art. 15a EBM-RL aufgezeigten Konstellationen von den Lieferantenpflichten zu befreien.

Will man den Mitgliedsstaaten insgesamt mehr Freiraum zugestehen, so müsste auf EU-Ebene ein anderer Weg gewählt werden: Anstatt in speziellen Artikeln Ausnahmen für einzelne Konstellationen vorzusehen, könnten die Endkundenrechte der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (Art. 10 ff. EBM-RL) unter einen mitgliedsstaatlichen Regelungsvorbehalt gestellt werden. Dieser sollte aber nur unter bestimmten Voraussetzungen greifen: Nämlich da, wo ein vermindertes Verbraucherschutzniveau zu rechtfertigen ist (Konditionierung des Regelungsvorbehalts).

Dies ist vorstellbar etwa in

- Konstellationen, in denen der verminderte Schutz durch die Endkundenrechte aufgefangen wird durch verstärkte Teilhabemöglichkeit der Endkunden an der Stromerzeugung und am Vertrieb[10],
- Konstellationen, in denen kein Machtgefälle zwischen Erzeuger und Verbraucher besteht.

Dabei muss jederzeit gewährleistet sein, dass der Endkunde sich gegen eine Belieferung in den oben genannten Konstellationen mit vermindertem Verbraucherschutz und für eine „klassische" Versorgung unter Geltung der vollen Endkundenrechte entscheiden kann (Wahrung des Rechts auf freie Lieferantenwahl, Art. 4 EBM-RL).

## II. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Mit der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung in § 42b EnWG-E führt der Entwurf Erleichterungen bei den Lieferantenpflichten ein (dazu 1.). Der Entwurf stellt dabei allerdings nicht sicher, dass die EU-rechtlich vorgegebenen Lieferantenpflichten eingehalten wird (2.). Darüber hinaus könnte eine Klarstellung mit Blick auf die Nutzung des Stroms in Ladepunkten für Elektrofahrzeuge erwogen werden (3.).

Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU L 328 v. 21.12.2018, S. 82.

[8] *Papke/Fietze*, Die „gemeinsame Nutzung" von Strom und Versorgerpflichten im Europarecht, EnWZ 2023, 23 (27 f.).

[9] *Papke/Fietze*, Die „gemeinsame Nutzung" von Strom und Versorgerpflichten im Europarecht, EnWZ 2023, 23 (28).

[10] Wie es etwa die EE-RL für die EE-Gemeinschaft und die EBM-RL für die Bürgerenergiegemeinschaft vorsehen, indem sie eine „wirksame" bzw. „effektive" Kontrolle der Mitglieder über die Gemeinschaft fordern (Art. 2 Nr. 16 EE-RL bzw. Art. 2 Nr. 11 EBM-RL).

## 1. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Bürokratieabbau für ein dezentrales Versorgungskonzept

§ 42b EnWG-E sieht für die Nutzung durch Mieter, Wohnungseigentümer oder sonstiger Eigentümer von Räumen von durch eine am Gebäude installierte Solaranlage erzeugtem Strom weitgehende Erleichterungen bei den Lieferantenpflichten der §§ 40 ff. EnWG vor (§42b Abs. 4 EnWG-E).

Wesentliche Voraussetzung für die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ ist das Vorliegen eines „Gebäudestromnutzungsvertrags“[11]. In diesem Vertrag ist nach § 42 Abs. 3 EnWG-E festzulegen, nach welchem Schlüssel der vorhandene Strom aufgeteilt wird, welche Gegenleistung dafür zu entrichten ist und wie Betrieb, Erhaltung und Wartung der Gebäudestromanlage gestaltet sind.

## 2. Befreiung von Lieferantenpflichten zu weitgehend

Eine Ausnahme von den Versorgerpflichten ist nach geltendem EU-Recht nur möglich für Konstellationen einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung, also „(…) zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität (…) die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden“, Art. 2 Nr. 15 EE-RL (siehe oben B. I. 1. a)). Das Leitbild ist also das einer echten „Eigen“versorgung – Anwohner oder Nutzer eines Gebäudes schließen sich zusammen und organisieren gemeinsam ihre Energieversorgung[12]. Die PV-Anlage muss dabei zwar nicht zwingend im Eigentum der Eigenversorger stehen, diese müssen aber gem. Art. 21 Abs. 5 EE-RL zumindest das Weisungsrecht über die Anlage haben.

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in § 42b EnWG-E umfasst zwar diesen Fall. Sie umfasst aber auch deutlich anders gelagerte Konstellationen, in denen weniger eine gemeinsam organisierte Eigenversorgung, sondern – wie beim Mieterstrom nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG 2023 – vielmehr eine „fremdgesteuerte Drittbelieferung“ vorliegt: Etwa die individuell organisierte und geregelte Belieferung von Mietern eines Gebäudes durch ein Wohnungsbauunternehmen auf dessen Initiative hin und ohne entsprechende Einfluss- oder gar Weisungsmöglichkeiten der Mieter. Für diese Fälle sieht das EU-Recht jedoch keine Ausnahmemöglichkeit von den Versorgerpflichten vor. Eine Annäherung an das EU-Recht könnte allenfalls dahingehend stattfinden, dass der Anwendungsbereich von § 42b EnWG enger gefasst wird: So müsste gewährleistet sein, dass im Gebäudestromnutzungsvertrag wesentliche Entscheidungen über Betrieb und Wartung der Anlage bei den versorgten Letztverbrauchern verbleiben (vgl. Art. 21 Abs. 5 EE-RL). Zielführender dürfte es jedoch sein, die hier genannten Fälle der „fremdgesteuerten Drittbelieferung“ in Umsetzung des neuen Art. 15a EBM-RL zu regeln. Dieser sieht derzeit für das Energy Sharing durch „Mehrfamilienhäuser mit einer installierten Kapazität bis zu 50 kW“[13] Ausnahmen bei den Lieferantenpflichten vor.

## 3. Einbindung von Speichern und Ladepunkten für Elektromobile

Es liegt nahe, dass im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung auch Speicher genutzt werden, teilweise wird hierzu eine explizite Regelung in § 42b EnWG-E gefordert[14]. Dies dürfte aber entbehrlich sein: Grundsätzlich ist die Nutzung

[11] Darüber hinaus müssen die Strombezugsmengen des Letztverbrauchers viertelstündlich gemessen werden und der Strom darf nicht durch ein Netz durchgeleitet werden, § 42b Abs. 1 EnWG-E.

[12] Eine nah am EU-Leitbild gestaltete Umsetzung findet sich in Art. 16a des österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010.

[13] Vgl. https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14339-2023-INIT/de/pdf. Die Formulierung und die Schwellenwerte sind aus der Ratsposition zum Trilog entnommen. Kommission und Parlament haben teilweise abweichende Formulierungen und Schwellenwerte gewählt.

[14] Teilweise wird eine explizite Regelung zu Speichern in § 42b EnWG-E gefordert: bne, Stellungnahme Photovoltaik-Paket I vom 5. Juli 2023, S. 23 ff., https://www.bne-

eines Speichers zulässig. Darüber hinaus versteht das EnWG den Speichervorgang seit der Neufassung von § 3 Nr. 15d EnWG nicht mehr als Verbrauch und Erzeugung von Strom, sondern als zeitliche Verschiebung der endgültigen Nutzung. Die in § 42b EnWG-E angeordneten Rechtsfolgen gelten damit auch ohne explizite Regelung der Speicherung für zwischengespeicherten Strom.

Soweit generell regulatorische Hürden für den Einsatz von Speichern bestehen, greifen etwaige gesetzlichen Änderungen – vorbehaltlich ausdrücklich entgegenstehender Vorgaben – automatisch auch für Speicher bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Dies gilt zum Beispiel für die hohen Anforderungen des „Ausschließlichkeitsprinzips“. Nach § 3 Nr. 1 EEG 2023 sind nur solche Speicher Anlagen i. S. d. Gesetzes, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammende Energie einspeichert. Damit ist ein Netzbezug und folglich ein entsprechender marktlicher und selbst ein systemstützender oder -dienlicher Einsatz von mit EE-Anlagen gekoppelter Speicher nicht möglich, ohne den Anspruch auf EEG-Vergütung nach Einspeisung des eingespeicherten Stroms in ein Netz zu gefährden. Diese Hürde könnte abgebaut werden, indem – analog dem Gedanken in § 11 Abs. 1 EEG 2023[15] – eine Regelung geschaffen wird, nach der ein bestimmter Teil aus einem Batteriespeicher, der hinter einem Netzanschluss mit einer PV-Anlage verbunden ist, ins Netz eingespeister Strom als Strom aus erneuerbaren Energien gilt. Um eine unbürokratische und einfache Regelung zu ermöglichen, sollte könnte ein typischer Prozentwert festgeschrieben werden.

Auch die Integration von Ladesäulen in die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung dürfte in der Praxis erwünscht sein[16]. Anders als bei der Speicherung gilt der Verbrauch durch Ladesäulen jedoch als Letztverbrauch i. S. d. EnWG (§ 3 Nr. 25 Hs. 2 EnWG), so dass beim Laden eines Elektrofahrzeug durch Mieter oder Wohnungseigentümer der Ladepunkt Letztverbraucher wäre. Die Nutzung durch Ladepunkte ist jedoch in §42b Abs. 1 EnWG-E nicht vorgesehen. Zwar ließe sich argumentieren, dass rein begrifflich eine „Nutzung“ des Stroms durch die Mieter oder Wohnungseigentümer stattfindet (so der Wortlaut von § 42b Abs. 1 EnWG). Eine Klarstellung, dass auch Ladesäulen eingeschlossen sind, könnte dennoch erwogen werden.

online.de/fileadmin/user_upload/20230705_bne-Stellungnahme_Photovoltaik-Paket-I.pdf; BSW, Stellungnahme des BSW – Bundesverbandes Solarwirtschaft zum Gesetzentwurf zur Umsetzung des Solarpakets I, Stand 1. November 2023, S. 28f, https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2023/07/230706_BSW-Stellungnahme_PV-Paket-I.pdf.

[15] In § 11 Abs. 2 EEG 2023 wird fingiert, dass die EE-Strommengen mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist werden, ohne dass dabei das Ausschließlichkeitsprinzip eine Rolle spielt.

[16] bne, Stellungnahme Photovoltaik-Paket I vom 5. Juli 2023, S. 23 f., https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/20230705_bne-Stellungnahme_Photovoltaik-Paket-I.pdf.

# C. Vereinfachungen zur Beschleunigung des Ausbaus

## I. Netzanschlussregelungen werden vereinfacht, letzte Konsequenz fehlt im Detail

Die geltenden Vorgaben für den Netzanschluss sind in § 8 EEG 2023 geregelt, der mit dem Regierungsentwurf einigen Änderungen unterworfen wird. Diese Änderungen verfolgen den Zweck, die Netzanschlüsse allgemein und insbesondere für PV-Anlagen zu beschleunigen[17].

Dies wird zum einen dadurch erreicht, dass der vereinfachte Netzanschluss von Anlagen mit bislang höchstens 10,8 kW installierter Leistung auf Anlagen bis zu 30 kW installierter Leistung erhöht werden soll (§ 8 Abs. 5 S. 3 EEG 2023-E). Zum anderen wird Steckersolargeräten, für die im Wege der Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme (vgl. hierzu C. III. keine Einspeisevergütung begehrt wird, der sofortige Netzanschluss ermöglicht (§ 8 Abs. 5a EEG 2023-E). Die Regelung betrifft eines oder mehrere Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 kW und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere. Damit werden hier dieselben Schwellenwerte gewählt, wie im Rahmen der Anlagenzusammenfassung (hierzu unter C. IV. Steckersolargeräte (sog. „Balkon-PV“) werden damit regelungstechnisch gleichlaufend und konsequent an verschiedenen Stellen von verschiedenen Anforderungen des EEG 2023 ausgenommen. Zur Bestimmung des Schwellenwerts wird auf den EU-Netzkodex für Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger[18] Bezug genommen. Nach dessen Art. 5 Abs. 2 lit. a) werden Stromerzeugungsanlagen mit einem Netzanschlusspunkt unter 110 kV und einer Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW als nicht signifikant eingeordnet[19].

Mit der Einfügung des Worts „weiteren“ in § 8 Abs. 5 S. 2 Nr. 2 EEG 2023-E soll laut Gesetzesbegründung klarstellend für alle Anlagen erreicht werden, dass die gesammelten Informationen, die der Netzbetreiber zur Erfüllung seiner Netzanschlusspflichten benötigt, gebündelt nachgefordert werden[20]. Es ist allerdings zweifelhalt, ob die Einfügung des Worts „weiteren“ diesen Regelungszweck erfüllt. Demnach wäre nach § 8 Abs. 5 S. 2 Nr. 2 EEG 2023-E durch den Netzbetreiber im Zeitplan zur Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens anzugeben, welche „weiteren“ Informationen die Anschlussbegehrenden aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen. Dass diese Nachforderung gebündelt oder abschließend gemeint sein soll, geht aus der gewählten Formulierung nicht zweifelsfrei hervor. Um den angegebenen Gesetzeszweck der gebündelten Nachforderung zu erfüllen, wäre zu erwägen, in § 8 Abs. 5 S. 2 Nr. 2 EEG 2023 aufzunehmen, welche „abschließenden“ Informationen die Anschlussbegehrenden zu übermitteln haben.

Der Regierungsentwurf bezweckt zudem, dass nun ausdrücklich geregelt werden soll, dass Netzbetreiber innerhalb von acht Wochen auch das „Ergebnis ihrer Netzverträglichkeitsprüfung“ übermitteln müssen (§ 8 Abs. 6 S. 1 EEG 2023-E)[21]. Bei dieser netztechnischen Prüfung wird geprüft, ob Kapazitätsengpässe vorliegen und welcher Verknüpfungspunkt sich für den Anschluss und die Aufnahme des erzeugten Stroms eignet, wesentliches Ergebnis ist somit ausweislich der Entwurfsbegründung der vom Netzbetreiber ermittelte Netzverknüpfungspunkt[22]. Besonders in den Fällen der Ablehnung der Zuweisung eines Netzverknüpfungspunkts, der Zuweisung eines

[17] BT-Drs. 20/8657, S. 46 f.

[18] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, Abl. EU Nr. L 112 v. 27.04.2016, S. 1.

[19] Vgl. auch BT-Drs. 20/8657, wo allerdings auf Art. 5 Abs. 3 des Netzkodex abgestellt wird.

[20] BT-Drs. 20/8657, S. 79.

[21] BT-Drs. 20/8657, S. 80.

[22] BT-Drs. 20/8657, S. 80.

anderen als des gewünschten Netzverknüpfungspunktes oder einer langen Frist für den Netzanschluss ist aber nicht nur das reine Ergebnis der Prüfung von Relevanz für die Netzanschlussbegehrenden. Sondern es dürften vor allem auch die der Prüfung zugrunde liegenden Annahmen und Berechnungen von besonderem Interesse sein. Denn nur bei deren Kenntnis kann eine Überprüfung der Plausibilität des Ergebnisses und gegebenenfalls eine Anpassung des Anlagenkonzeptes erfolgen, um trotzdem an dieser Stelle eine Anlage realisieren zu können. Hierauf erstreckt sich die Pflicht aber ausweislich des Wortlauts der Regelung ausdrücklich nicht. Angesichts des übergeordneten Regelungsziels, die Netzanschlussregelungen im EEG 2023 zu verbessern, erscheint die Beschränkung auf die Mitteilung des reinen Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung somit nicht ausreichend und konsequent genug.

## II. Rechte zum Überfahren fremder Grundstücke, § 11b EEG 2023: Vereinfachung in der Sache – unsachgemäße Komplexitätssteigerung durch die Ausgestaltung

Mit den vorgeschlagenen Regelungen in §§ 11a und 11b EEG-E sind zwei Erleichterungen vorgesehen, die, dem Grunde nach, den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich beschleunigen können. Die Ausgestaltung des § 11b EEG 2023 ist allerdings aus einer rechtssystematischen Perspektive höchst problematisch und stellt keine Vereinfachung, sondern eine fragwürdige Komplexitätssteigerung im Energierecht dar. Es wird dringend empfohlen, die Regelung zu ändern.

Hintergrund ist das soeben vom Bundestag verabschiedete Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften[23]. Darin enthalten ist ein neuer § 48a EnWG. Dieser sieht analog zu § 11b EEG 2023 für die identische Problemstellung eine Duldungspflicht von Grundstückseigentümern und Nutzungsberechtigten zugunsten von Netzbetreibern und deren Beauftragen bei Überfahrten und Überschwenkungen bei Transporten im Zuge des Netzausbaus vor. Obwohl sich die dort geregelten Sachverhalte von denen des § 11b EEG 2023 nur insoweit unterscheiden, dass es sich um andere Bauvorhaben und transportierte Komponenten handelt, die Herausforderungen im Übrigen aber identisch sind, sind sowohl die Tatbestandsvoraussetzungen als auch die Rechtsfolgen in § 48a EnWG anders geregelt als in § 11b EEG 2023. Eine detaillierte Gegenüberstellung findet sich im Anhang zu dieser Stellungnahme.

Ein solches unterschiedliches Vorgehen kann sogar verfassungsrechtliche Relevanz im Hinblick auf eine rechtfertigungsbedürftige Ungleichbehandlung aufweisen. So ist nicht direkt einleuchtend, warum in einem Fall nach der Überfahrung des fremden Grundstückes ein „im Wesentlichen gleichartigen Zustand herzustellen“ ist (§ 48a S. 5 EnWG), während im anderen Fall der „ursprünglichen Zustand (…) wiederherzustellen“ ist (§ 11b Abs. 1 S. 5 EEG 2023-E).

Unabhängig davon sind die geplanten Abweichungen aber insbesondere vor dem Anspruch der Rechtsvereinfachung und Beschleunigung deutlich zu kritisieren. Das vorgeschlagene Vorgehen kann zu einem erheblichen Maß an Rechtsunsicherheit und damit Verzögerung zur Klärung führen, weil es Streit darum geben wird, inwieweit unterschiedliche Begrifflichkeiten in der Sache unterschiedliche Inhalte bedeuten.

Es wird daher dringend empfohlen – wie bereits anlässlich der Sachverständigenanhörung am 27. September 2023[24] zum Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften angemerkt – ein sachlich unabgestimmtes Nebeneinander unbedingt zu vermeiden. Stattdessen sollte im EEG 2023 anstelle des vorgeschlagenen § 11b entweder eine im Wesentlichen dem Wortlaut des § 48a EnWG entsprechende Regelung geschaffen werden oder – vorzugswürdigerweise – geregelt

[23] 2./3. Lesung am 10.11.2023, BT-Drs. 20/9187; ursprünglich: BT-Drs. 20/7310, 20/8165.

[24] Vgl. Ausschussdrucksache 20(25)481 S. 12 (dort fälschlicherweise als § 11a EEG 2023-E bezeichnet).

werden, dass § 48a Sätze 1 bis 5 und 9 bis 10 EnWG[25] auch für die Errichtung und zum Rückbau von Windenergieanlagen Anwendung findet. Soweit es aus Sicht des Gesetzgebers zwingend und gerechtfertigt ist, könnten zusätzlich noch gezielte Abweichungen normiert werden. Mit einem solchen Verweis wird vermieden, dass Inhalte abweichend ausgestaltet werden.

## III. Schwellenwert für unentgeltliche Abnahme hält sich innerhalb EU-rechtlicher Grenzen

Betreiber einer Anlage mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW haben nach der derzeitigen Rechtslage einen Anspruch auf Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023). Ab einer installierten Leistung von mehr als 100 kW müssen die Betreiber den erzeugten Strom direkt vermarkten, um den Anspruch auf Marktprämie geltend zu machen (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023). Mit dem Solarpaket I soll nun mit der Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme ein neues Zwischensegment eingeführt werden für Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW, für den kein Zahlungsanspruch geltend gemacht wird (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023-E). Anlagen, die vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, können abweichend hiervon der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden, wenn ihre installierte Leistung weniger als 400 Kilowatt beträgt (§ 100 Abs. 18 EEG 2023-E).

Zunächst erscheint es nicht selbsterklärend, eine neue Vergütungsform einzuführen, die dazu führt, dass der Zahlungsanspruch sich auf null reduziert. Laut Begründung des Regierungsentwurfs zielt dies allerdings auf die Konstellation von Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauch, bei denen angenommen wird, dass die bisherige Rechtslage dazu führt, dass die Anlagen trotz vorhandener Fläche bewusst nicht größer als 100 kW dimensioniert werden oder Überschussstrom in größeren Anlagen abgeregelt wird, um nicht die Direktvermarktungspflicht auszulösen[26]. Als weitere Zielgruppe der Regelung werden in der Begründung des Entwurfs Anlagenbetreiber genannt, die wegen anderweitiger Förderprogramme keine EEG-Vergütung in Anspruch nehmen können[27]. Die unentgeltliche Abnahme soll in diesen Fällen dafür sorgen, dass die Mengen dem System zur Verfügung gestellt werden, indem sie den EEG-Bilanzkreisen der Netzbetreiber zugeordnet werden, ohne prohibitive Direktvermarktungskosten oder unzulässige zusätzliche Beihilfen für die Anlagenbetreiber zu begründen.

Die Erhöhung des Schwellenwerts, ab dem die Pflicht für eine Vermarktung des Stroms gilt, hält sich innerhalb der europarechtlich zulässigen Schwellenwerte. Nach Art. 12 Abs. 1 VO (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO)[28] muss der Dispatch von Stromerzeugungsanlagen marktbasiert erfolgen. Ausnahmen gelten nur für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung sind, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben (Art. 12 Abs. 2 lit. a) EBM-VO). Bis zu dieser Schwelle kann der Kraftwerkseinsatz auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote erfolgen (vgl. Begriffsbestimmung des „vorrangigen Dispatch“ nach Art. 2 Nr. 20 EBM-VO), also auch auf Basis einer garantierten Einspeisevergütung. Diese Schwelle sinkt ab dem 1. Januar 2026 auf eine installierte Leistung von weniger als 200 kW (Art. 12 Abs. 5 EBM-VO). Die Schwelle für die neue Vergütungsform der unentgeltlichen und nicht marktbasierten Abnahme für Anlagen unter 400 kW (bis 31.12.2025) bzw. unter 200 kW (ab 01.01.2026) hält sich somit innerhalb dieser EU-rechtlichen Schwellenwerte.

Unionsrechtlich böte sich aufgrund dieser Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und der Vorgaben der Klima-, Umwelt- und Energie-Beihilfen grundsätzlich auch die weitergehende Möglichkeit, einen Zahlungsanspruch für die Anlagen bis

[25] Die Sätze 6 bis 8 betreffen ein im Energiewirtschaftsgesetz vorgesehenes, im EEG 2023 aber nicht stattfindendes Verwaltungsverfahren und sollten daher keine Anwendung finden.

[26] BT-Drs. 20/8657, S. 88.

[27] BT-Drs. 20/8657, S. 88.

[28] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. EU Nr. L 158 v. 14.06.2019, S. 54.

aktuell 400 kW und ab 1. Januar 2026 bis 200 kW vorzusehen.

## IV. Lockerung der Anlagenzusammenfassung für Solardachanlagen und Steckersolargeräte

Mehrere Solaranlagen werden nach geltender Rechtslage unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und unter bestimmten Bedingungen rechtlich zusammengefasst betrachtet, einerseits zur Ermittlung von Schwellenwerten zur Einhaltung technischer Vorgaben (§ 9 Abs. 3 EEG 2023) und andererseits zur Bestimmung des Zahlungsanspruchs (§ 24 EEG 2023). Diese beiden Regelungen sollen nach dem Entwurf für Solardachanlagen und Steckersolargeräte deutlich gelockert werden. Der Regelungsgedanke und -ansatz ist dabei jeweils identisch.

### 1. Anlagenzusammenfassung zur Einhaltung technischer Vorgaben

Der Entwurf zum Solarpaket I enthält eine neue Ausnahme zur Zusammenfassung von Solardachanlagen im Rahmen der Zusammenfassung nach § 9 Abs. 3 EEG 2023. Bislang gelten danach mehrere Solaranlagen mit Blick auf die installierte Leistung unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage und müssen die dementsprechend die hierfür geltenden technischen Vorgaben einhalten, wenn

- sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
- sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Von dieser Zusammenfassung sollen nach dem Entwurf mehrere Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden ausgenommen sein (§ 9 Abs. 3 S. 2 EEG 2023-E).

Solardachanlagen mit unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten würden somit künftig unter keinen Umständen mehr mit anderen in räumlicher und zeitlicher Nähe errichteten Solardachanlagen zusammengefasst. Der Ausbau könnte somit schneller und rechtssicherer erfolgen. Denn weder stellt sich so zukünftig das Windhundprinzip, das im Einzelfall sogar dazu führen konnte, dass von einer Anlagenerrichtung abgesehen wurde, noch müsste bei drohender Erreichung der Schwellenwerte und Vorliegen unterschiedlicher Netzverknüpfungspunkte das Verstreichen der Zwölfmonatsfrist abgewartet werden, um eine weitere Solardachanlage auf demselben Grundstück oder Gebäude zu bauen und das Greifen der technischen Anforderungen für den nächsthöheren Schwellenwert und die damit zusammenhängenden Kosten zu verhindern. Damit stehen letztlich zusätzliche Dachflächen für die Errichtung von PV-Anlagen zur Verfügung.

Bei der Anlagenzusammenfassung überhaupt nicht mitgezählt werden sollen künftig nach § 9 Abs. 3 S. 3 EEG 2023-E Steckersolargeräte

- mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 KW,
- einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere,
- die hinter der Entnahmestelle des Letztverbrauchers betrieben werden.

Dies würde es Bewohnern von Wohnungen oder Häusern bis zu diesen Schwellenwerten ermöglichen, eines oder mehrere Steckersolargeräte, etwa auf dem Balkon, zu installieren, ohne Gefahr zu laufen, damit die Einhaltung höherer technischer Vorgaben und damit zusammenhängender Kosten auszulösen.

### 2. Anlagenzusammenfassung zur Bestimmung des Zahlungsanspruchs

Der Erhalt von Einspeisevergütung oder Marktprämie (mit oder ohne Zuschlag im Rahmen einer Ausschreibung) ist von bestimmten Schwellenwerten hinsichtlich der installierten Leistung der Anlagen abhängig. Zur Ermittlung der installierten Leistung werden nach derzeitiger Rechtslage gemäß § 24 Abs. 1 S. 1 EEG 2023 mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage angesehen, wenn

- sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
- sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,
- für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht und
- sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Für Solanlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, soll hiervon nun eine Ausnahme geschaffen werden, wenn diese nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden (§ 24 Abs. 1 S. 4 EEG 2023-E). Diese werden somit zur Ermittlung des Zahlungsanspruchs nicht gemeinsam, sondern einzeln betrachtet.

Der aktuell geltende § 24 Abs. 1 S. 4 EEG 2023 enthält bereits eine ähnliche Regelung, wonach keine Zusammenfassung bei Solaranlagen erfolgt, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden. Diese Ausnahme bezieht sich aber aktuell nur auf den Anspruch auf Mieterstromzuschlag nach § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 und würde somit durch die Neuregelung ausgeweitet.

Der Ausbau von Solardachanlagen in räumlicher und zeitlicher Nähe könnte dadurch, ebenso wie durch die Lockerung im Rahmen von § 9 Abs. 3 EEG 2023-E, beschleunigt werden. Denn die zeitlich und räumlich parallele Inbetriebnahme wird dadurch bei Vorliegen unterschiedlicher Netzverknüpfungspunkte ermöglicht, ohne Gefahr zu laufen, einen geringeren Zahlungsanspruch in der Einspeisevergütung zu erhalten, die Direktvermarktungspflicht in der Marktprämie oder eine Teilnahmepflicht an Ausschreibungen auszulösen.

Auch die Gefahr eines missbräuchlichen Anlagensplittings zum Erhalt höherer Vergütungssätze oder Umgehung der Direktvermarktungs- oder Ausschreibungspflicht dürfte sich im Segment der Solardachanlagen durch das Erfordernis unterschiedlicher Netzverknüpfungspunkte und der deutlich geringeren Unterschiede in den Vergütungssätzen als bei Einführung der Regelung in Grenzen halten[29]. Auch die Schwelle zur Direktvermarktungspflicht soll nach dem Entwurf flexibilisiert werden, weshalb auch diesbezüglich kein Anreiz für ein missbräuchliches Anlagensplitting zur Vermeidung der Direktvermarktungspflicht vorliegend dürfte (vgl. hierzu unter C. II.

Wie bei der vorgeschlagenen Neuregelung nach § 9 Abs. 3 EEG 2023-E bleiben wiederum Steckersolargeräte bei der Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 S. 5 EEG 2023-E gänzlich unberücksichtigt,

- deren installierte Leistung insgesamt bis zu 2 Kilowatt beträgt,
- deren Wechselrichterleistung insgesamt bis zu 800 Voltampere beträgt,
- die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden.

Dadurch wird im Hinblick auf die Ermittlung des Zahlungsanspruchs für Steckersolargeräte bis zu diesen Schwellenwerten ausgeschlossen, dass diese mit anderen Steckersolargeräten oder Dachanlagen in benachbarten Wohnungen oder auf benachbarten Gebäuden zusammengerechnet werden und dies in geringeren Vergütungssätzen oder einer Direktvermarktungspflicht zum Erhalt der Marktprämie resultiert.

[29] Vgl. zu den damaligen Erwägungen BT-Drs. 16/8148, S. 50.

# D. Ausweitung der Förderung von Solaranlagen

## I. Freiflächenausbau umfassender stärken, Grenzen förderrechtlicher Steuerung beachten

Die vorgeschlagene Ausweitung der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gerade für Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten (§ 3 Nr. 27 EEG 2023) und auch die Stärkung von Konzepten zur Mehrfachnutzung von Flächen würde den Zubau weiter stärken und ist mit Blick auf die hohen Zubauziele für Freiflächenanlagen auch bei weiter zunehmender Wirtschaftlichkeit von Freiflächenanlagen richtig. Sollen extensivierte Agri-PV-Anlagen und Biodiversitäts-PV-Anlagen einen nennenswerten Beitrag zum Zubau leisten und tatsächlich für mehr Naturschutz sorgen, müssen sie für Flächeneigentümer und Betreiber attraktiv ausgestaltet werden (1.). Über die finanzielle Förderung hinaus müssen auch die planungsrechtlichen Voraussetzungen für Freiflächenanlagen verbessert, weitere Hemmnisse für die Flächenverfügbarkeit abgebaut und der notwendige Netzausbau in Angriff genommen werden (2.).

### 1. Ausweitung der Förderung in benachteiligten Gebieten und Stärkung von Mehrfachnutzungen richtig

Mit den vorgeschlagenen Regelungen zur Ausweitung der Förderung von Freiflächenanlagen würde der Weg fortgesetzt, der bereits mit dem Erlass des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 eingeschlagen wurde[30]. Bereits hier fand eine maßvolle Erweiterung der förderfähigen Flächenkulisse bei gleichzeitiger Herausnahme landwirtschaftlich genutzter entwässerter Moorböden für Freiflächenanlagen statt, indem die besonderen Solaranlagen, das heißt Agri-PV-Anlagen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3 a)-c) EEG 2023), Parkplatz-PV-Anlagen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3 d) EEG 2023) und Moor-PV-Anlagen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3 e) EEG 2023), in das erste Segment für Solaranlagen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 überführt bzw. im Falle der Moor-PV neu eingeführt wurden[31]. Auch eine Förderung sog. Floating-PV-Anlagen wurde bereits damals neu eröffnet (§ 37 Abs. 1 Nr. 2 j) EEG 2023) und die Förderfähigkeit von Anlagen auf Randstreifen von bislang 200 Metern auf bis zu 500 Metern Breite entlang von Autobahnen und Schienenwegen erweitert[32].

Die nun vorgeschlagenen Regelungen im Solarpaket I weiten die Flächenkulisse vor dem Hintergrund der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 angehobenen Ausbauziele weiter aus. Dies ist richtig, weil der Zubau weiter beschleunigt werden und in den nächsten Jahren konstant auf einem hohen Niveau selbst dann verbleiben muss, wenn die nun vorgeschlagene hälftige Aufteilung des Zubaus zwischen Dach- und Freiflächen nach § 4 S. 2 EEG-E[33] gelingt. Da die aktuell noch geltende Regelung des § 100 Abs. 13 EEG 2023, wonach die Obergrenze für Gebote in den Ausschreibungen von 100 Megawatt nicht verlängert werden soll und damit ab Anfang 2024 wieder bei 20 MW liegt, werden damit auch überwiegend Anlagen adressiert, die weiterhin auf eine Förderung angewiesen sind oder jedenfalls davon profitieren.

Zugleich wird mit der vorgeschlagenen Ausweitung ein Ausgleich mit anderen Raumbelangen, namentlich der Landwirtschaft und dem Naturschutz gesucht[34], indem insbesondere verschiedene Mehrfachnutzungen von Flächen angereizt und gestärkt werden. Für die Nutzung

[30] Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 188 f.

[31] BT-Drs. 20/1630, S. 188 f.

[32] BT-Drs. 20/1630, S. 188.

[33] BT-Drs. 20/8657, S. 78.

[34] Vgl. das gemeinsame Pressepapier von BMWK, BMUV, BMEL „Flächen für die Photovoltaik – Synergien für Landwirtschaft, Energiewirtschaft und Naturschutz“ vom 16.08.2023.

landwirtschaftlicher Flächen werden zudem zeitlich gestaffelte förderrechtliche Obergrenzen von 80 GW bis Ende 2030 bzw. 177,5 GW[35] ab Anfang 2031 eingezogen (§ 37 Abs. 4, § 48 Abs. 5 EEG-E)[36]. Auf diese Weise können Nutzungskonkurrenzen reduziert werden, was diesen Belangen, aber auch der Akzeptanz des Freiflächenausbaus zugutekommen dürfte[37]. Voraussetzung ist jedoch, dass die Mehrfachnutzungskonzepte auch tatsächlich in größerer Zahl umgesetzt werden.

### a) Ausweitung der Förderung auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten

Die wichtigste Neuerung für sämtliche Typen ausschreibungspflichtiger Freiflächenanlagen, also auch klassische Freiflächenanlagen ohne Mehrfachnutzungen, stellt die Ausweitung der Förderung von Anlagen auf Ackerland (§ 37 Abs. 1 Nr. 2 h) EEG-E) und Grünland (§ 37 Abs. 1 Nr. 2 i) EEG-E) in sog. benachteiligten Gebieten dar. Die Änderung liegt hier darin, dass die bisherige Opt-in-Regelung nach § 37c Abs. 1 EEG 2023 auf eine Opt-out-Regelung umgestellt werden soll. Während danach die Förderfähigkeit auf solchen Flächen bislang voraussetzte, dass die Landesregierungen mittels Landesverordnung eine Förderung eröffneten (Opt-in)[38], sollen Anlagen auf Ackerland und Grünland in benachteiligten Gebieten nunmehr grundsätzlich förderfähig sein und diese Förderfähigkeit nur dann verlieren, wenn eine Landesregierung dies mittels Landesverordnung nach § 37c Abs. 2 EEG-E ausschließt (Opt-out)[39]. Zwar kann schon durch diese Umkehr von Regelfall und Ausnahme von einer Ausweitung der Flächenkulisse ausgegangen werden. Rechtlich abgesichert wird dies aber zudem dadurch, dass gem. § 37c Abs. 2 EEG-E die Länder mittels Verordnung nur insoweit die Berücksichtigung von Geboten in den Ausschreibungen ausnehmen können, sofern festzulegende Auslöseschwellen überschritten sind (§ 37c Abs. 2 Nr. 1 EEG-E) oder soweit Flächen in Landschaftsschutzgebieten (§ 26 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)[40]) oder Naturparks (§ 27 BNatSchG) liegen (§ 37c Abs. 2 Nr. 2 EEG-E). Über die Auslöseschwellen des § 37c Abs. 2 Nr. 1 EEG-E wird ein Sockel an förderfähigen landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten begründet, der von den Ländern nicht unterschritten werden kann. Bis Ende 2030 kann ein Ausschluss erst erfolgen, wenn Freiflächenanlagen auf mehr als 1 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen des jeweiligen Landes betrieben werden, ab Anfang 2031, wenn dies auf mehr als 1,5 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen geschieht.

Dass gleichzeitig auch die Förderfähigkeit kleinerer, nicht ausschreibungspflichtiger Anlagen auf Ackerland bzw. Grünland in benachteiligten Gebieten begründet wird, beseitigt primär eine kritikwürdige Ungleichbehandlung solcher mit den ausschreibungspflichtigen Anlagen und ist schon unter Gleichbehandlungsgesichtspunkten zu begrüßen. Zudem werden so gerade kleinere Marktakteure und damit die Akteursvielfalt gestärkt. Auch die Förderung dieser Anlagen stehen konsequenterweise unter dem Vorbehalt, dass sie nicht im Wege des Opt-out von einer Förderung ausgenommen werden (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 c) dd) EEG-E).

### b) Stärkung von Mehrfachnutzungen

Mehrfachnutzungen von Flächen für Solarstromerzeugung und anderweitige Raumnutzungen, insbesondere Landwirtschaft und Naturschutz werden auf verschiedene Art durch die Regelungsvorschläge adressiert.

Da Agri-PV-Anlagen bereits seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 auf landwirtschaftlichen Flächen

[35] Erfasst werden hiernach Freiflächenanlagen, die nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurden und im Marktstammdatenregister als in Betrieb genommen registriert wurden.

[36] BT-Drs. 20/8657, S. 92, 96.

[37] Siehe dena (Hrsg.), Barthel/Fischer/Härtel/Müller/Vollprecht, Impulspapier, Welche Mehrwerte kann die Agri-PV für die energie- und Agrarwende bieten?, Oktober 2023, S. 11 f.; Günnewig/Johannwerner/Kelm/Metzger/Wegner/Moog/Kamm, Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen, UBA Texte 141/2022, S. 72 ff.

[38] Vgl. die Übersicht mit Stand Ende 2021 bei Günnewig/Johannwerner/Kelm/Metzger/Wegner/Moog/Kamm, Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen, UBA Texte 141/2022, S. 43 f. Tabelle 1.

[39] BT-Drs. 20/8657, S. 92 f.

[40] Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2240) geändert worden ist.

innerhalb und außerhalb benachteiligter Flächen förderfähig waren, war eine weitere Ausweitung der Förderkulisse hier nicht möglich. Sie fallen auch nicht unter die Opt-out-Regelung des § 37c Abs. 1, 2 EEG-E, werden insoweit also auch nicht in ihrer Förderfähigkeit beschränkt. Erfasst werden sie allerdings von der Obergrenze für Solarnutzungen auf landwirtschaftlichen Flächen nach §§ 37 Abs. 4, 48 Abs. 5 EEG-E. Da Agri-PV-Anlagen die landwirtschaftliche Nutzung definitionsgemäß[41] kaum beeinträchtigen würde, scheint dies nicht zwingend, angesichts der Höhe der gesetzten Grenzen aber auch kein wesentliches Hindernis für das Erreichen der Ausbauziele, zumal ein gesetzgeberisches Nachsteuern natürlich möglich bleibt.

Als Unterfall von Agri-PV-Anlagen wird zudem der Typus der extensiveren Agri-PV-Anlagen („extensivere Solaranlagen mit landwirtschaftlicher Nutzung“) neu eingeführt, der in § 38b Abs. 1a EEG-E definiert, aber auch einer weitergehenden Ausgestaltung im Verordnungswege nach § 94a EEG-E zugänglich gemacht werden soll[42]. Für solche Anlagen wird der anzulegende Wert um 0,3 Cent/Kilowattstunde erhöht, wodurch ihrer Kostenstruktur Rechnung getragen werden und damit ein Anreiz geschaffen werden soll, solche Anlagen zu realisieren, die die Solarnutzungen mit extensiveren Formen der Landwirtschaft verbinden. Voraussetzung ist, dass die Anlagen die landwirtschaftlich nutzbare Fläche um höchstens 15 Prozent verringern. Zudem müssen die Anlagen entweder senkrecht ausgeführt auf eine lichte Höhe von mindestens 0,8 Metern kommen oder sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern aufgeständert sein und es müssen bestimmte Anforderungen an die landwirtschaftlichen Nutzungen nachweislich erfüllt werden. Insbesondere sind die Stickstoffdüngung zu verringern, auf Herbizide zu verzichten sowie Blühstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtflächen bei Anlagen auf Ackerflächen und solchen mit Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen anzulegen.

Darüber hinaus wird der Kreis besonderer Solaranlagen erweitert. Die bislang zu den regulären Anlagen des ersten Segments gezählten Floating-PV-Anlagen werden in den Kreis der besonderen Solaranlagen aufgenommen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3 f) EEG-E)[43].

Nicht zu den besonderen, sondern den regulären Solaranlagen des ersten Segments würden dagegen die sog. Biodiversitätssolaranlagen zählen, die nach §§ 37 Abs. 1 Nr. 2 j), 48 Abs. 1 Nr. 4 EEG-E gesetzlich angelegt werden sollen[44]. Ziel dieses Typus ist es, Solarnutzungen mit einer ökologischen Aufwertung von Flächen zu verbinden. Wie dies genau aussehen soll, ist jedoch noch weiter ausgestaltungsbedürftig (u. a. hinsichtlich geeigneter Flächen, ökologischen Anforderungen). Zu diesem Zweck soll in § 94 EEG-E eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden[45].

Soweit die Mehrfachnutzungskonzepte zu den besonderen Solaranlagen zählen, soll deren Stellung im Wettbewerb mit anderen Anlagen des ersten Segments zudem durch die Einführung eines besonderen Zuschlagsverfahrens (§ 37d EEG-E) gestärkt werden[46], für das ein eigener Höchstwert von zunächst 9,5 Cent/Kilowattstunde gilt (§ 37b Abs. 2 EEG-E)[47]. Im Fall von Agri-PV-Anlagen zählen hierzu allerdings nur hoch aufgeständerte Anlagen mit einer Lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern[48]. Das Verfahren soll die bislang vorhandenen Boni für besondere Solaranlagen ersetzen und begründet ein eigenes Untersegment für die erfassten Anlagen. Danach ist es vorgesehen, dass ein zunehmendes Volumen geförderter Leistung für diese Anlagen reserviert und gesondert bezuschlagt wird, wobei Parkplatz-PV-Anlagen innerhalb dieser Gruppe bevorzugt und hoch aufgeständerte Agri-PV Anlagen, Moor-PV-Anlagen und Floating-PV-Anlagen nachrangig bezuschlagt werden (§ 37d Abs. 2 EEG-E). Es gilt ein erhöhter Gebotshöchstwert nach § 37b Abs. 2 EEG 2023[49].

[41] Siehe hierzu BNetzA, Festlegung Az. 8175-07-00-21/1, 01.10.2021, S. 2 ff. sowie BNetzA, Festlegung Az. 4.08.01.01/1#4, 01.07.2023, S. 2.

[42] BT-Drs. 20/8657, S. 94, 99.

[43] BT-Drs. 20/8657, S. 91.

[44] BT-Drs. 20/8657, S. 91.

[45] BT-Drs. 20/8657, S. 98.

[46] BT-Drs. 20/8657, S. 93 f.

[47] BT-Drs. 20/8657, S. 92.

[48] BT-Drs. 20/8657, S. 93.

[49] BT-Drs. 20/8657, S.

### c) Übergreifende Bewertung

Die vorgeschlagenen Stärkungen besonderer Solaranlagen scheinen grundsätzlich geeignet als Gegengewicht zu der begrüßenswerten Ausweitung der förderfähigen Flächenkulisse auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten zu fungieren und sowohl die Landwirtschaft als auch den Naturschutz beim Ausbau von Freiflächenanlagen zu stärken. Mit der Ausgestaltung eines besonderen Zuschlagsverfahrens wird der ernsthafte Versuch unternommen, solchen Anlagen verstärkt zur Realisierung zu verhelfen. Da diese Anlagen dem Wettbewerb mit regulären Freiflächenanlagen ein Stück weit entzogen werden, bleibt insoweit allerdings die Beihilfeprüfung der Europäischen Kommission abzuwarten, worauf § 101 EEG-E bereits hinweist[50]. Wichtig und richtig ist, dass die Ausschreibungsvolumina für den Fall, dass sich auch mit dieser Unterstützung nicht ausreichend besondere Solaranlagen durchsetzen können, nicht verloren sind, sondern insoweit wiederum der regulären Ausschreibung zugeschlagen werden. Ein Risiko für den Umfang geförderten Zubaus wird insoweit stark reduziert.

Dass Biodiversitätssolaranlagen ihrerseits nicht dem besonderen Zuschlagsverfahren unterstellt werden ist angesichts der noch zu klärenden Fragen dieses Typus verständlich. Ihre besondere Förderung kann über die bis Ende März 2024 zu erlassende Verordnung gewährleistet werden.

Gewissen Zweifeln begegnet es jedoch, dass von den Agri-PV-Anlagen allein hoch aufgeständerte Anlagen dem besonderen Zuschlagsverfahren unterfallen und auch nur hoch aufgeständerte sowie senkrechte Anlagen für den Bonus für extensivere Agri-PV-Anlagen qualifiziert werden. Angesichts der laufenden Diskussionen zu ähnlichen Kombinationen aus Freiflächenanlagen und landwirtschaftlicher Nutzung[51], die sich überwiegend auf nicht-juristische, fachliche Fragen beziehen, scheint es jedenfalls erwägenswert zu prüfen, inwieweit auch andere Konzepte von den Regelungen erfasst werden könnten, sollten diese in vergleichbarem Maße Vorteile einer Mehrfachnutzung für landwirtschaftliche Nutzungsformen und den Naturschutz mitbringen, zumal wenn Sie ihrerseits Vorteile aufweisen, die es wahrscheinlicher erscheinen lassen, dass solche Anlagen nicht nur im Einzelfall realisiert werden. Sowohl die Landwirtschaft als auch der Naturschutz werden nur dann profitieren, wenn extensivere Agri-PV-Anlagen und Biodiversitätssolaranlagen auch tatsächlich in größerer Zahl umgesetzt werden. In Zeiten einer zunehmenden Wirtschaftlichkeit von Freiflächenanlagen und eines stetig wachsenden Anteils von Anlagen, die außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes realisiert werden[52], wird dies jedoch nur dann der Fall sein, wenn die Anlagenkonzepte für Flächeneigentümer und Betreiber ausreichend attraktiv sind. Das Förderrecht des Erneuerbare-Energien-Gesetzes macht hier nur ein Angebot, dass von Eigentümern und Betreibern zugunsten klassischer Anlagenkonzepte auch abgelehnt werden kann. Insoweit ist bei den fachlichen Diskussionen um die richtige Ausgestaltung solcher Anlagenkonzepte unbedingt zu berücksichtigen, dass sich diese noch in einem – wenn auch beschränkten – Wettbewerb durchsetzen müssen und ansonsten drohen ohne positiven Effekt auf Landwirtschaft und Naturschutz zu bleiben. Diese Grenze förderrechtlicher Steuerung, die gerade keine Umsetzungsverpflichtungen begründet, verlangt nach Kompromissen zwischen fachlich begründeten Erfordernissen und der Notwendigkeit, dass die Anlagen kostengünstig und der Vollzugsaufwand bestehender Vorgaben begrenzt bleibt.

[50] BT-Drs. 20/8657, S. 102.

[51] Siehe nur BBH/Agrilex im Auftrag des bne, Gesetzesvorschläge für eine an landwirtschaftlicher Nutzung orientierten Biodiversitäts-PV als extensive Form der Agri-PV, abrufbar unter: https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/Gesetzesvorschl%C3%A4ge_Extensive_Agri-PV_EEG_GAPDZV.pdf; Bdew, Positionspapier, Flächenkonkurrenzen reduzieren, Synergien nutzen: 12 Impulse, um die Potenziale von Agri-PV und anderen besonderen Solaranlagen zu heben, dort Punkt 11, abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20230525_12-Impulse-zur-St%C3%A4rkung-Agri-PV.pdf; NABU, Hintergrundpapier, Mehrfachnutzung durch Agri-Photofoltaik. Flächendruck verringern, Naturschutz beachten, abrufbar unter: https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/solarenergie/230725-nabu-hintergrundpapier_agri-photovoltaik.pdf.

[52] Siehe Günnewig/Johannwerner/Kelm/Metzger/Wegner/Moog/Kamm, Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen, UBA Texte 141/2022, S. 51.

Dass unter den besonderen Solaranlagen Parkplatz-PV-Anlagen vorrangig gestärkt werden, ist gerade aus Naturschutzsicht zu begrüßen, weil insoweit das Ziel einer Lenkung des Ausbaus auf vorbelastete Flächen konsequent verfolgt wird[53]. Mit Blick auf die vorgeschlagene Aufteilung des Zubaus nach § 4 S. 2 EEG-E stellt sich allerdings die Frage, ob Parkplatz-PV-Anlagen angesichts der Vorbelastung dieser Flächen, die zu denen von Lärmschutzwänden durchaus vergleichbar scheint, wertungsmäßig nicht dem Zubau von Solaranlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand gezählt werden sollte. Nach bisheriger Konzeption würden Parkplatz-PV-Anlagen dagegen wie reguläre Freiflächenanlagen gewertet. Folgen hat dies bei der gegenwärtigen Ausgestaltung von § 4 S. 2 EEG-E allerdings nicht.

### 2. Freiflächenanlagen auch jenseits des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stärken

Die Verbesserung der förderrechtlichen Bedingungen für den Ausbau von Freiflächenanlagen können den Ausbau stärken, reichen jedoch alleine nicht aus. Neben den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Freiflächenanlagen müssen weitere Rahmenbedingungen verbessert werden.

Hierzu gehören zum einen die planungsrechtlichen Bedingungen. Zwar ist der Gesetzgeber hier bereits zuletzt unter anderem durch die Schaffung beschränkter Außenbereichsprivilegierungen im Baugesetzbuch[54] (§ 35 Abs. 1 Nr. 8 lit. b), 9 BauGB) tätig geworden, was die planungsrechtliche Basis für Freiflächenanlagen diversifiziert hat. Nach wie vor fehlt es jedoch an einer systematischen Rückbindung der Flächenausweisung für Freiflächenanlagen an die insoweit bestehenden Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Eine solche Rückbindung scheint angesichts des aktuellen Zubauniveaus zwar nicht drängend und müsste auch in Zukunft nicht in der Weise top-down erfolgen, wie es zuletzt bei der Windenergie mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz erfolgt ist. Die Schaffung zusätzlicher Möglichkeiten zur Sicherung und Bereitstellung von Flächen ist gleichwohl bereits heute sinnvoll. Insoweit ist es zu begrüßen, dass die Bundesregierung bereits angekündigt hat, in diesem Bereich im Rahmen der Novelle des Baugesetzbuches tätig werden zu wollen.

Zu den weiteren Rahmenbedingungen gehören weiterhin Regelungen, die gerade Landwirte in vielen Fällen daran hindern, Flächen für Solarnutzungen selbst zu nutzen oder zu verpachten, weil dies dazu führt, dass ihnen steuerrechtliche Privilegierungen unter anderem im Erbschaftssteuerrecht verloren gehen oder aus naturschutzrechtlichen Gründen eine Rückkehr zu einer landwirtschaftlichen Nutzung erschwert wird. Neben einzelnen bereits umgesetzten Klarstellungen für Agri-PV-Anlagen sollte insoweit geprüft werden, ob auch darüber hinaus Erleichterungen möglich sind, die öffentliche und private Interessen zu einem Ausgleich bringen und die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen stärken.

Schließlich werden Verbesserungen bei der Förderung nicht entscheidend weiterhelfen, wenn nicht gleichzeitig die Verfügbarkeit ausreichender Netzanschlusskapazitäten verbessert werden. Insoweit ist es unbestritten, dass erheblicher Handlungsbedarf besteht. Konkrete Maßnahmen sind hierfür jedoch bislang nur wenige angekündigt[55].

## II. Dachpotenziale im Außenbereich werden ohne Fehlanreize erschlossen

Durch die Änderung nach § 48 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG-E[56] sollen vorhandene Dachpotenziale im baulichen Außenbereich im Sinne von § 35 Baugesetzbuch erschlossen werden. Waren nach § 48 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG 2023 bislang sogenannte Solarstadl im Außenbereich nur dann förderfähig, wenn für dieses vor dem 1. April 2012 bestimmte Genehmigungs- bzw. Realisierungsschritte

[53] Vgl. BT-Drs. 20/8657, S. 93.

[54] Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 221) geändert worden ist.

[55] Vgl. BMWK, Photovoltaik-Strategie, 05.05.2023, S. 27 ff.

[56] BT-Drs. 20/8657, S. 96.

unternommen worden waren, soll die Förderfähigkeit zeitlich dadurch ausgeweitet werden, dass die Frist durch § 48 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG-E auf den 1. März 2023 gelegt wird. Fehlanreize, die einer Zersiedelung des Außenbereichs Vorschub leisten, werden hierdurch jedenfalls nicht in wesentlichem Umfang gesetzt. Durch die Wahl eines Datums in der Vergangenheit haben potenzielle Interessenten aktuell keinerlei Möglichkeit, durch künftige Errichtung eines solchen Gebäudes unter die Regelung zu fallen. Zwar kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass einzelne Interessenten darauf spekulieren, dass in Zukunft eine erneute Verschiebung der zeitlichen Grenze erfolgt. Angesichts dessen, dass die letzte Regelung vor über zehn Jahren erfolgt ist und vollständige Unklarheit darüber besteht, ob, und wenn ja, wann dies erneut erfolgen könnte, dürfte es sich hierbei jedoch allenfalls um seltene Fälle eines Tuns ins Blaue hinein handeln. Dies spricht aber nicht gegen die vorgeschlagene Regelung, die vielmehr dabei hilft, vorhandene Dachpotenziale sinnvoll zu erschließen und damit die nach § 4 S. 2 EEG-E vorgeschlagene Aufteilung des PV-Zubaus zu unterstützen.

# E. Systemstabilitätsbericht und Monitoring der Systemstabilität

Nach der geltenden Rechtslage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[57] müssen die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur auf deren Anforderung sowohl über die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit ihres jeweiligen Energieversorgungsnetzes als auch über die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems berichten (§ 12 Abs. 3b EnWG). Diese Regelung soll nach dem Regierungsentwurf durch eine neue Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung eines regelmäßigen Systemstabilitätsberichts sowie der Einführung eines fortlaufenden Monitorings der Systemstabilität ersetzt werden (§ 12i EnWG-E).

## I. Berichtswesen in formaler Hinsicht verbessert

Die Neuregelung würde die Übertragungsnetzbetreiber, regelmäßig und nicht nur wie bislang auf Anforderung, dazu verpflichten, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu erstellen und der Regulierungsbehörde vorzulegen (Art. 12i Abs. 1 EnWG-E). Diese Pflicht greift erstmalig zum 1. Januar 2025.

Diese Verstetigung und Konkretisierung des Berichtswesens, die Erstellung von Handlungsempfehlungen und deren Bewertung durch die BNetzA in Form eines zu veröffentlichenden Berichts (§ 12i Abs. 5, Abs. 7 EnWG-Entwurf) sowie ein fortlaufendes Monitoring über den Stand der Umsetzung von Maßnahmen im Bereich der Systemstabilität (§ 12i Abs. 6 EnWG-E) sind zu begrüßen. Durch die konkretere Festschreibung einzelner Verfahrensschritte und Pflichten der Beteiligten wird die Berichtsstruktur in formaler Hinsicht im Vergleich zur bisherigen Rechtslage verbessert und eine größere Transparenz über die zur Verfügung stehenden Maßnahmen und des Verwirklichungsstands der Maßnahmen hergestellt.

## II. Konkretisierungsbedarf hinsichtlich gemeinsamer inhaltlicher Berichtsstandards

Die inhaltlichen Vorgaben sind allerdings weniger deutlich. In inhaltlicher Hinsicht soll der Bericht für „alle Handlungsbereiche der Systemstabilität“ den aktuellen Stand darstellen sowie Handlungsbedarfe im Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb ermitteln (§ 12i Abs. 2 S. 1 EnWG-E). Diese Handlungsbereiche werden nicht näher eingegrenzt. Auch der Begriff der Systemstabilität wird gesetzlich nicht genauer definiert. Laut Entwurfsbegründung ist unter Systemstabilität „vor allem der sichere und robuste Netzbetrieb zu verstehen. Der Begriff umfasst auch die Fähigkeit des Stromnetzes, auf Fehler und Störungen zu reagieren und innerhalb einer kurzen Zeitspanne wieder in einen stabilen Betriebszustand zurückkehren.“[58] Der Begriff der Systemstabilität ist demnach vor allem mit dem sicheren Netzbetrieb gleichzusetzen, aber nicht darauf beschränkt. Den Übertragungsnetzbetreibern würden damit zunächst große Freiheiten verbleiben, über welche Handlungsbereiche und -bedarfe berichtet wird. Sie müssen sich über etwaige Mindestinhalte oder zugrundeliegenden Annahmen, Berechnungen oder Datengrundlagen auch nicht untereinander abstimmen. Eine Vergleichbarkeit der Berichte könnte dadurch erschwert werden. Auch die Handlungsempfehlungen können divergieren.

[57] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970; 3621), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 8. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 272) geändert worden ist.

[58] BT-Drs. 20/8657, S. 47.

Zwar wird an mehreren Stellen des Regelungsentwurfs von dem Bericht im Singular gesprochen (vgl. z. B. § 12i Abs. 2 S. 1 EnWG-E: „Der Bericht soll (...).“ oder § 12i Abs. 5 S. 1 EnWG-E.: Die Regulierungsbehörde bewertet „den Bericht“.). Ein gemeinsamer Bericht der Übertragungsnetzbetreiber wird aber nicht vorgeschrieben. Zumindest bezüglich des Berichts der Übertragungsnetzbetreiber über ihr Energieversorgungsnetz erscheint ein gemeinsamer Bericht auch nicht zwingend. Gemeinsame Standards aber schon. Was den Bericht über das Elektrizitätsversorgungssystem angeht, scheint ein gemeinsamer Bericht naheliegender, jedenfalls sollten aber auch hier gemeinsame Standards angelegt werden. Zwingend erscheint ein gemeinsamer Bericht aber auch bezüglich des Elektrizitätsversorgungssystems nach dem Regelungsentwurf nicht, da die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung jeweils für sich die Adressaten der Norm nach § 12 Abs. 1 EnWG-E sind.

Die Bundesnetzagentur kann weitere Vorgaben zu Form und Inhalt des Berichts machen (§ 12i Abs. 3 EnWG-E). Dabei kann sie sich laut Entwurfsbegründung an dem bisherigen Anforderungskatalog des § 12 Abs. 3b EnWG orientieren, der u. a. vorsieht zu bestimmen, ob die Übertragungsnetzbetreiber einzeln oder gemeinsam berichten sollen und zu welchen Themen berichtet werden soll[59]. Im Sinne eines möglichst einheitlichen Berichtswesens sollte die Bundesnetzagentur von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Alternativ wäre zu empfehlen, die Übertragungsnetzbetreiber direkt gesetzlich zu verpflichten, sich auf gemeinsame Berichtsstandards zu einigen und diese der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorlegen zu lassen oder, zumindest was den Bericht über das Elektrizitätsversorgungssystem angeht, die Übertragungsnetzbetreiber zu einem gemeinsamen Bericht auf Grundlage gemeinsamer Standards zu verpflichten.

## III. Regelmäßige Berichtspflicht auch für Verteilnetzbetreiber wünschenswert

Verteilnetzbetreiber oder Dritte werden im Regelungsentwurf verpflichtet, auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers an der Erstellung der Berichte mitzuwirken (§ 12 Abs. 4 EnWG-E). Nach geltender Rechtslage muss die Bundesnetzagentur bestimmen, ob und in welchem Umfang Betreiber von Verteilernetzen an der Erstellung des Berichts zu beteiligen sind (§ 12 Abs. 3b S. 2 Nr. 3 EnWG). Die Einbeziehung von Dritten, wie etwa Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen[60], ist nach geltender Rechtslage bislang nicht vorgesehen. Die Einbeziehung von Verteilnetzbetreibern direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie die Einbeziehung von Dritten ist sicherlich sinnvoll, um ein stimmiges Gesamtbild mit Blick auf die Systemstabilität zu erhalten. Allerdings besteht weder eine Pflicht zur Einbeziehung noch sind nähere Kriterien normiert, wann eine solche Einbeziehung zwingend zu erfolgen hat. Insbesondere mit Blick auf die Verteilnetzbetreiber wäre dies empfehlenswert, da gerade auch auf diese mit Blick auf den in der Entwurfsbegründung beschriebenen Umbau des Stromsystems (u. a. Ausbau erneuerbarer Energien, Rückgang fossiler Kapazitäten, Hinzukommen neuer Stromverbraucher)[61] besondere Herausforderungen zukommen.

Insgesamt erscheint es mit Blick auf die kommenden Herausforderungen im Bereich der Verteilnetze und die geltenden Berichtspflichten der Verteilnetzbetreiber hinsichtlich der Systemstabilität, die nach dem Entwurf bis auf Folgeanpassungen weitgehend unverändert bleiben (§ 12 Abs. 3b EnWG-E)[62], überlegenswert, ob nicht auch den Verteilnetzbetreibern eine regelmäßige Berichtspflicht nach dem Vorbild der neuen Systemstabilitätsberichte der Übertragungsnetzbetreiber auferlegt werden sollte. Hierbei könnte man sich etwa an den Planungsregionen für die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber orientieren (§ 14d EnWG), um nicht alle Verteilnetzbetreiber einzeln zu verpflichten

[59] BT-Drs. 20/8657, S. 104.

[60] BT-Drs. 20/8657, S. 105.

[61] BT-Drs. 20/8657, S. 47.

[62] BT-Drs. 20/8657, S. 103.

und eine gemeinsame Abstimmung über die Berichtgrundlagen zu gewährleisten. Damit könnte ein Gleichlauf der Berichtspflichten hinsichtlich der Systemstabilität auf Übertragungs- und Verteilnetzebene gewährleistet werden.

# Anhang zu C. I.

# Gegenüberstellung § 48a EnWG-E und § 11b EEG 2023-E

| **§ 48a EnWG-E**<br>In der Fassung von Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 20/7310, 20/8165 – Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 8. November 2023 (BT-Drs. 20/9187)<br><br>https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf | ***Anmerkung*** | **§ 11b EEG 2023-E**<br>In der Fassung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung vom 9. Oktober 2023 (BT-Drs. 20/8657)<br><br>https://dserver.bundestag.de/btd/20/086/2008657.pdf |
|---|---|---|
| **Benutzungshinweis:**<br>Abweichungen in § 11b EEG 2023-E gegenüber § 48a EnWG-E sind durch Unterstreichungen kenntlich gemacht. Lediglich aus der unterschiedlichen Sachmaterie resultierende Abweichungen sind *kursiv* gesetzt. | | |
| | | |
| **§ 48a EnWG Duldungspflicht bei Transporten** | | **§ 11b Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus** |
| | | |
| | | **Abs. 1** |
| [1]Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Überfahrt und Überschwenkung des Grundstücks durch den *Träger des Vorhabens* oder von ihm Beauftragte *zum Transport von Großtransformatoren, Kabelrollen oder sonstigen Bestandteilen von Stromnetzen oder Hilfsmitteln zur Errichtung, Instandhaltung oder zum Betrieb von Stromnetzen* zu dulden. | *Der Passus „Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt“ ist in § 48a in Satz 4 geregelt.* | [1]Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstücks *zur Errichtung und zum Rückbau von Windenergieanlagen* sowie die Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt *durch den Betreiber der Windenergieanlagen* und durch von ihm beauftragte Dritte zu dulden. |
| [2]*Der Träger des Vorhabens* oder von ihm Beauftragte dürfen nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden. | | [2]*Der Betreiber* darf nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden. |
| [3]Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder Belange der Landes- oder Bündnisverteidigung dem entgegenstehen. | | [3]Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient. |
| [4]Die Duldungspflicht erstreckt sich auch auf die Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt und Überschwenkung. | *Im EEG ohne Überschwenkung: vgl. §* | |

| | | |
|---|---|---|
| | *11b Abs. 1 S. 1 EEG 2023-E* | |
| [5]*Der Träger des Vorhabens* hat nach dem letzten Transport einen dem ursprünglichen Zustand im Wesentlichen gleichartigen Zustand herzustellen. | | [4]*Der Betreiber* hat nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand auf seine Kosten unverzüglich wiederherzustellen. |
| [6]§ 44 Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden. | | |
| | | |
| | | **Abs. 2** |
| | | [1]Ist die Überfahrt des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung seines Grundstücks eingeschränkt war, nach Errichtung oder Rückbau der Windenergieanlage 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar. |
| | | [2]Eine Überschwenkung ist unentgeltlich zu dulden. |
| | | [3]Schadensersatzansprüche des Grundstückeigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt. |
| [7]An die Stelle der Planfeststellungsbehörde nach § 44 Absatz 2 tritt, soweit nichts anderes bestimmt ist, die Enteignungsbehörde. | | |
| [8]Die Enteignungsbehörde soll die Duldung auf Antrag des Trägers des Vorhabens innerhalb von einem Monat anordnen. | | |
| | | |
| | | **Abs. 3** |
| | | [1]Für die Durchsetzung des Anspruchs des Betreibers ist § 83 Absatz 2 entsprechend anzuwenden. |
| [9]Eine etwaige Verpflichtung zur Einholung öffentlich-rechtlicher Genehmigungen, Gestattungen oder Erlaubnisse, die nach anderen Rechtsvorschriften erforderlich sind, bleibt unberührt. | | [2]Eine etwaige Verpflichtung zur Einholung öffentlich-rechtlicher Genehmigungen, Gestattungen oder Erlaubnisse, die nach anderen Rechtsvorschriften erforderlich sind, bleibt unberührt. |
| | | |
| | | **Abs. 4** |
| | | [1]Die Absätze 1 bis 3 sind auf Verkehrswege entsprechend anzuwenden. |
| [10]Die Sätze 1 bis 8 gelten nicht für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege, diese richtet sich nach den hierfür geltenden Bestimmungen. | | [2]Auf öffentliche Verkehrswege ist Satz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Modalitäten der zu duldenden Nutzung unter Beachtung der Absätze 1 bis 3 vertraglich zu regeln sind. |

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

**T: +49 931 794077-0**
**F: +49 931 7940 77-29**

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

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)521**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Climagy Projektentwicklung GmbH

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

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

BT - Dr. 20/8657

Sachverständigenanhörung am 15. November 2023 im Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestags

Sachverständiger Martin Zembsch
Climagy Projektentwicklung GmbH
Steigweg 24, Gebäude 1
97318 Kitzingen

*Sehr geehrter Herr Vorsitzender,*

*wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung Stellung nehmen zu dürfen.*

## I. Einleitung

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) hat am 5. Mai 2023 im Rahmen des zweiten PV-Gipfels die Photovoltaik-Strategie vorgestellt. Diese umfasst Maßnahmen in insgesamt elf Handlungsfeldern, die den Ausbau der Solarenergie in Deutschland beschleunigen und steigern sollen. Mit zwei aufeinander folgenden Gesetzespaketen – Solarpaket I und Solarpaket II – soll die Photovoltaik-Strategie umgesetzt bzw. in Gesetzesform gegossen werden. So hat das Kabinett am 16. August 2023 das Solarpaket I beschlossen und dem parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren zugeleitet. Der Bundestag hat den Gesetzentwurf am 19. Oktober 2023 erstmals beraten und anschließend zur weiteren Beratung an den federführenden Ausschuss für Klimaschutz und Energie überwiesen. Im Rahmen dieser Beratung hört der zuständige Ausschuss für Klimaschutz und Energie Sachverständige am 15. November 2023 an.

## II. Vorbemerkung

Die Ambitionen der Bundesregierung, den Ausbau der Photovoltaik zu beschleunigen und zu steigern und damit die übergeordneten klima- und energiepolitischen Ziele wesentlich verlässlicher zu erreichen, sind ausdrücklich zu begrüßen. So ist ab 2026 ein Zubau von 22 Gigawatt (GW) pro Jahr vorgesehen, der nach dem Mengengerüst des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) je zur Hälfte auf Dächern und auf Freiflächen erfolgen soll. Dazu müssen u.a. ausreichend geeignete Flächen zur Verfügung stehen und Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Unabdingbar ist es ebenfalls, den Netzausbau zu beschleunigen und für die Übergangsphase Geschäftsmodelle für systemdienliche Batteriespeicher zu befördern. Die gesetzlichen Anpassungen durch das Solarpaket I sind dafür unabdingbar, aber nicht auskömmlich, um in der Praxis tatsächlich die gewünschte Wirkung zu entfalten.

Insbesondere müssen notwendige Änderungen am Ausschreibungsdesign des EEG vorgenommen bzw. bereits bewährte Übergangslösungen im Zuge der Ausweitung des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine zur kurzfristigen Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien verstetigt werden. An dieser Stelle wird auf die Ausführungen unter Buchstabe A) verwiesen.

Ebenso muss auf die Erforderlichkeit einer Strategie für netzdienliche Speicher hingewiesen werden. Auch wenn das BMWK in seiner Photovoltaik-Strategie darauf hinweist, dass weder die Weiterentwicklung der Strommärkte noch die Rolle der Speicher im Fokus des vorliegenden Papiers stehen, so ist ganz klar auf deren Notwendigkeit hinzuweisen. Der Einsatz von Speichern wird vom BMWK als notwendig erachtet, die (sinnvollen) Einsatzmöglichkeiten werden aber aufgrund des Ausgleichs zwischen Wind- und Solarstrom und des fortschreitenden Netzausbaus als gering betrachtet. Dies ist grundsätzlich richtig, aber gerade der schleppende Netzausbau kann die Stromerzeugung aus Wind und Sonne nicht mit der Stromnachfrage in Einklang bringen und muss derzeit noch als Ursache festgestellt werden, wenn der von der Bundesregierung ab 2026 geplante Zubau von 11 GW pro Jahr auf Freiflächen in den nächsten Jahren erfolgen wird. Grundsätzlich ist der Einsatz von Stromspeichern als Ergänzung zum Netzausbau zu sehen; zudem erfordert er keine

zeitaufwändigen Genehmigungsverfahren wie der Neubau oder die Ertüchtigung von Stromtrassen. Gleichermaßen ist eine Minimierung des Speicherbedarfs durch verstärkten Netzausbau und umgekehrt weder technisch noch wirtschaftlich zielführend. Bereits heute können Speicher (aller Größenordnungen) im Stromsystem zu einem effizienteren Netzbetrieb beitragen. Dennoch gibt es derzeit kein regulatorisches Vergütungsmodell für die Leistung netzdienlicher Speicher. Damit fehlt auch die rechtliche Möglichkeit für Netzbetreiber, angefallene Kosten in die Netznutzungsentgelte einfließen zu lassen. In der Folge findet für diese netzdienliche Anwendung kein Zubau statt. Netzdienliche Energiespeicher sollten jetzt verstärkt in die Photovoltaik-Strategie integriert werden.

Gleichzeitig ist im Zusammenhang mit dem oben beschriebenen schleppenden Netzausbau auch auf die Defizite in der Hoch- und Höchstspannungsebene hinzuweisen. Aus der Erfahrung eines Projektierers ist festzustellen, dass selbst auf der 110-kV- bis 380-kV-Ebene Netzanschlusspunkte fehlen und diese erst nach dem erfolgten Netzausbau realisiert werden können. Aufgrund aufwendiger Genehmigungsverfahren und begrenzter Finanzierungsmöglichkeiten geben die Netzbetreiber in der Regel eine Wartezeit von 6 bis 8 Jahren an, bis mit einem entsprechenden Netzanschluss gerechnet werden kann. An dieser Stelle wird auf die wirtschaftlichen Konsequenzen für ein Photovoltaikprojekt unter Punkt B) verwiesen.

Im Rahmen dieser Stellungnahme soll im Folgenden auf einzelne Schwachstellen des Gesetzesentwurfs hingewiesen werden, die aus Sicht eines Projektierers und Investors eine effiziente Realisierung von Freiflächenanlagen verhindern und damit auch von weitaus größerer Bedeutung den beschleunigten Ausbau der Photovoltaik und die Zielsetzung des vorliegenden Gesetzesentwurfs bremsen könnten.

## III. Stellungnahme im Detail

## A) § 100 Absatz 13: Gebotsgrößen erhöhen und einen wirtschaftlichen Betrieb stabilisieren

Die maximale Gebotsgröße in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments ist in § 37 Abs. 3 EEG auf 20 MW begrenzt. Diese Begrenzung stellt eine unnötige Hürde für den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage dar, da der Gewinn aus dieser Anlagengröße neben den Betriebskosten nicht automatisch einen Netzanschluss gegenfinanzieren kann. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist schon deshalb in Frage gestellt, weil aufgrund des defizitären Netzausbaus überwiegend nur Netzanschlusskapazitäten auf der 110-kV-Ebene zur Verfügung stehen. Damit wird die Finanzierung eines eigenen Umspannwerkes und einer kostenintensiven Kabeltrasse zum Einspeisepunkt erforderlich. Eine Anlagen- bzw. Gebotsgröße von 20 MWp kann dies nicht gegenfinanzieren und ist unter diesen Erfordernissen keinesfalls wirtschaftlich. Ebenso ist eine große Anlage mit 100 MWp-Leistung deutlich wirtschaftlicher als fünf Projekte mit einer Anlagegröße von jeweils 20 MWp.[1] Um somit die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage zu ermöglichen und sicherzustellen, sollte die maximale Gebotsgröße für Ausschreibungen des ersten Segments gemäß § 37 Abs. 3 EEG dauerhaft von 20 auf 100 MWp angehoben werden.

In diesem Zuge ist festzustellen, dass der Gesetzgeber im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine und der damit verbundenen Preissteigerungen auf den europäischen

[1] Siehe hierzu: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (2023). Übertragungsnetzbetreiber.

Energiemärkten am 30. September 2022 das Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften (BT-Drs. 20/3743) beschlossen hat. Ziel dieses Gesetzes ist es, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien kurzfristig zu erhöhen, um Stromerzeugung aus Erdgas zu substituieren und damit einen Beitrag zur Reduzierung des Erdgasverbrauchs in den kommenden Wintern zu leisten. In diesem Zusammenhang wurde § 100 Abs. 13 EEG 2023 übergangsweise neu eingeführt, der zur kurzfristigen Beschleunigung des Ausbaus von Solaranlagen des ersten Segments die maximale Anlagengröße für alle Ausschreibungstermine im Jahr 2023 von 20 auf 100 MW erhöht. Diese Übergangsregelung ist ausdrücklich zu begrüßen und für die nächsten Jahre beizubehalten. Eine vergleichbare Anlagengrößenbeschränkung gibt es bei der Windenergie nicht.

So hat eben diese geforderte Erhöhung der zulässigen Anlagengröße von 20 auf 100 MW für Solaranlagen im ersten Segment die Attraktivität der Ausschreibung deutlich erhöht, was zu einem deutlichen Anstieg der nachgefragten Gebotsmenge in den Ausschreibungen 2023 geführt hat. Allein die Ausschreibung zum Gebotstermin am 1. Juli 2023 war mehrfach überzeichnet, wie die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 17. August 2023 mitteilte.[2] Bei einer Ausschreibungsmenge von 1.611 MW wurden 516 Gebote mit einem Gesamtvolumen von 4.653 MW abgegeben. Damit ist dies der Gebotstermin mit der höchsten Anzahl an Geboten, die bislang bei den Ausschreibungen für Freiflächen-Solaranlagen eingegangen sind. Sowohl die BNetzA als auch das BMWK begrüßten die rege Beteiligung. Insgesamt wurden Projekte mit einer Anlagengröße von mehr als 20 MWp in einer Größenordnung von fast 800 MWp bezuschlagt. Dies zeigt deutlich, dass die Erhöhung der zulässigen Anlagengröße beansprucht wurde und weiterhin notwendig ist.

Dennoch sinkt die maximale Gebotsgröße zum 1. Januar 2024 ohne eine gesetzliche Anpassung im vorliegenden Gesetzentwurf wieder auf 20 MW. Die Nichtanpassung im vorliegenden Gesetzesentwurf ist daher nicht nachvollziehbar und vor allem nachteilig für die Erreichung der Ausbauziele.

## B) § 11a/11b: Grundstückssicherung beschleunigen und Nutzungsverträge vereinfachen

Betreiber bzw. Projektier von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien planen, errichten und finanzieren den Netzanschluss selbst. In der Regel sind Trassenlängen von mehreren Kilometern erforderlich, die über eine Vielzahl unterschiedlicher Eigentumsflächen führen. Dementsprechend ist die in § 11a EEG 2023 vorgesehene Duldungspflicht für die Verlegung und den Betrieb von Anschlussleitungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen i.d.F Photovoltaikanlagen gegen eine einmalige Entschädigung in Höhe von 5 % des Verkehrswertes der Fläche des Schutzstreifens grundsätzlich zu begrüßen, jedoch in der jetzigen Form in einer Vielzahl der Fälle nicht praktikabel, wie im Folgenden erläutert wird:

So ist zu berücksichtigen, dass die Banken im Rahmen der Projektfinanzierung in der Regel eine dingliche Sicherung in Form einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit an rangrichtiger Stelle im Grundbuch verlangen. Es bleibt daher abzuwarten, wie die Banken dies bei der Finanzierung letztlich bewerten, wenn diese Duldungspflicht auch gegenüber künftigen Grundstückseigentümern gelten soll. Gleichzeitig muss geklärt werden, inwieweit im Falle der Insolvenz des Grundstückseigentümers dann nun mehr keine außerordentlichen Kündigungsrechte bestehen.

[2]Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment, Gebotstermin 1. Juli 2023 (2023). Bundesnetzagentur.

Weiterhin sieht der Gesetzentwurf vor, dass die Duldungspflicht nicht besteht, soweit die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird. Hier bestehen allerdings noch Unsicherheiten, wann eine solche Beeinträchtigung vorliegt. Beispielgebend bestehen unsererseits Unsicherheiten, sobald eine Leitung auf landwirtschaftlich genutzten Flächen verlegt werden soll und der landwirtschaftliche Betrieb dadurch in seiner Bewirtschaftung eingeschränkt wird oder im überwiegenden Fall sogar einen Schaden (z.B. Ernteausfall) erleidet. Fraglich ist, ob dies eine unzumutbare Beeinträchtigung darstellt und ein entsprechender Schaden mit der Pauschalentschädigung abgegolten sein soll. Hier bedarf es einer eindeutigen Klarstellung im Gesetzentwurf, was darunter zu verstehen ist und wie die Entschädigung zu erfolgen hat.

Außerdem soll die Höhe der Entschädigung nach dem Verkehrswert der benötigten Fläche erfolgen. Auch hier besteht erhebliches Konfliktpotential bei der Ermittlung des korrekten Verkehrswertes.

Aus den vorgenannten Gründen ist der jetzige Vorschlag abzulehnen. Dieser führt zu mehr Unsicherheit und in der täglichen Praxis wird es weiterhin eines bilateralen Vertragsabschlusses zwischen dem Anlagenbetreiber und dem jeweiligen Landeigentümer bedürfen.

Das eigentliche Problem besteht in den ausufernden, geradezu exorbitanten Vergütungspreisen, die für ein solches Leitungsrecht in der täglichen Praxis aufgerufen werden. Um diesem Problem zu begegnen, wäre eine Begrenzung dieses Vergütungspreis pro laufendem Meter für alle EE-Anlagen zu implementieren, die eine Zahlung nach dem EEG in Anspruch nehmen wollen.

## C) § 37c Absatz 2 Nummer 1/2: Benachteiligte Gebieten bedingungslos ins EEG aufnehmen

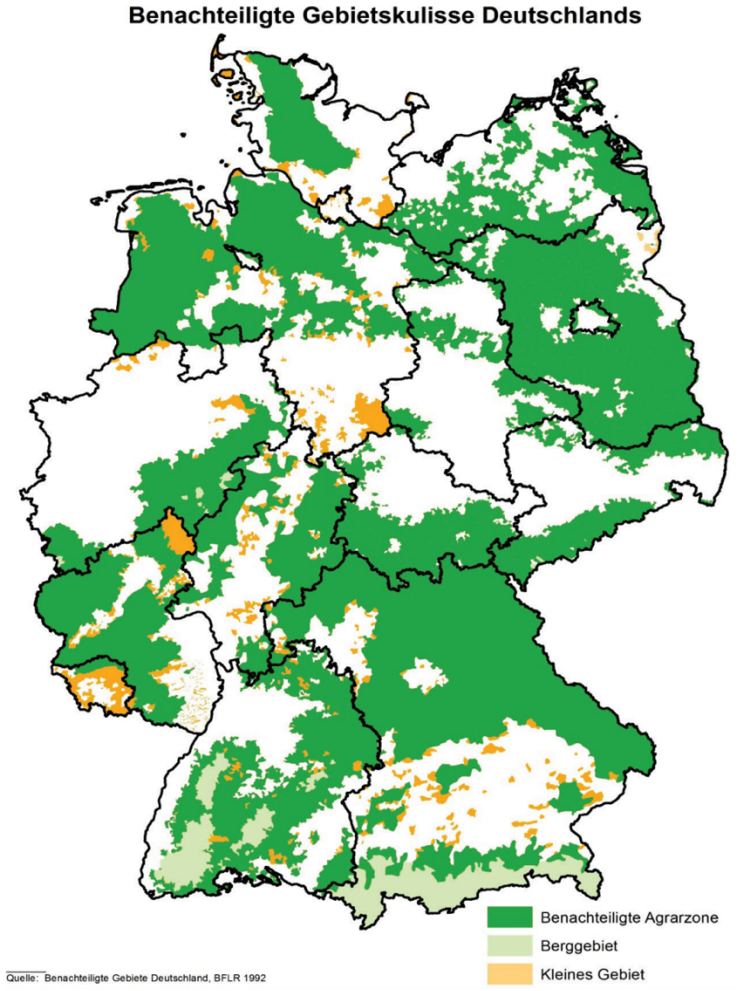
Der Gesetzentwurf sieht vor, die Kulisse landwirtschaftlicher Flächen zu erweitern, indem die benachteiligten Gebiete nicht mehr durch die Länder geöffnet werden müssen, sondern von diesen ausgeschlossen werden können. Damit wird die bisherige „Opt-in“-Ermächtigung der Länder für benachteiligte Gebiete durch eine „Opt-out“-Ermächtigung ersetzt, wodurch benachteiligte Gebiete in der Landwirtschaft ex ante und in vollem Umfang nach dem EEG-förderfähig sind, solange die Länder diese Flächen nicht ausschließen.

Grundsätzlich ist die Opt-out-Ermächtigung zu begrüßen. Eine wesentliche Ausweitung der Flächen- bzw. Gebietskulisse ist dadurch jedoch nicht zu erwarten, da die Länder aufgrund ihrer Verordnungsermächtigung die benachteiligten Gebiete teilweise oder ganz ausschließen können, wenn bereits mehr als 1 % der landwirtschaftlichen Fläche des Landes mit Freiflächenanlagen bebaut sind (1,5 % ab 2031).

Diese Art der Überregulierung bietet keinerlei Planungssicherheit für zukünftige Projektentwicklungen, da nicht verlässlich abgeschätzt werden kann, ob Flächen während der Projektentwicklungsphase plötzlich nicht mehr EEG-vergütungsfähig sind.

Unsere Forderung ist daher, Projekte auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in benachteiligten Gebieten generell zuzulassen und über die kommunale Planungshoheit sicherzustellen, dass kein ausufernder Zubau z.B. auf landwirtschaftlich wertvollen Flächen entsteht. Hier sei auf die zahlreichen Arbeitshilfen für Kommunen und Gemeinden verwiesen, die dies sicherstellen sollen. Aus der Erfahrung eines Projektentwicklers stellen wir zudem fest, dass die Kommunen in Deutschland bereits heute sehr behutsam mit der Landwirtschaft umgehen und neue Flächen nur nach intensiver Analyse und Diskussion ausweisen.

Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass in bestimmten Bundesländern weiterhin benachteiligte Gebiete ausgewiesen werden müssen, wie nachfolgende Grafik zeigt. Die benachteiligten Gebiete nach der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 werden in Deutschland durch die Bundesländer festgelegt auf Grundlage von Artikel 32 der Verordnung.




**D) Ausbau der Freiflächenphotovoltaik an den Bodenwerten ausrichten und überflüssige Regulierungen abbauen**

Im Hinblick auf die vorliegende Zielsetzung erscheint es ebenso zweckmäßig, von der festen bzw. mandatorischen Bindung an die Definition „benachteiligtes Gebiet“ abzuweichen und stattdessen auf die durchschnittliche Ackerzahl eines jeweiligen Bundeslandes abzustellen. In dem Sinne sollten PV-Projekte auf landwirtschaftlich genutzten Flächen nur dann eine Vergütung beantragen können, wenn mehr als 75 % der genutzten Fläche unter dem Durchschnitt der Ackerzahl für das jeweilige Bundesland liegen. Mit diesem neuen Bewertungsmaßstab wäre zum einen sichergestellt, dass nur Flächen minderer Qualität berücksichtigt werden. Zum anderen würde damit grundsätzlich Sicherheit für alle Marktteilnehmer geschaffen, indem überfällige bzw. rückständige Ausweisungen durch die „Opt-out“-Regelung ausgeschlossen werden. Wir bitten, eine solche alternative Bemessungsgrundlage auf der Basis von Ackerzahlen zu prüfen und auf dieser Basis minderwertige Ackerflächen zu definieren und grundsätzlich zuzulassen. Darüber hinaus sollte,

sofern die Ackerzahl eines Vorhabens nicht eingehalten werden kann, die Umsetzung eines Projektes als Agri-PV-Anlage umgesetzt werden können.

## E) Anpassungserfordernisse außerhalb des EEG zur Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik

**Deklaratorische Öffnung von Industrie- und Gewerbegebieten**

Die Photovoltaik-Strategie sieht wörtlich die deklaratorische Öffnung von Industrie- und Gewerbegebieten durch eine Klarstellung in der Baunutzungsverordnung vor. Diese Klarstellung ist insoweit ausdrücklich zu begrüßen, als damit Photovoltaik-Anlagen als Hauptanlagen in Gewerbe- und Industriegebieten zulässig wären. Gleichwohl lässt der vorliegende Gesetzentwurf entsprechende Maßnahmen vermissen, obwohl gerade hier dringender Handlungsbedarf besteht. In der Praxis scheitert die Errichtung von Photovoltaikanlagen in Gewerbe- und Industriegebieten häufig an der Befürchtung der Kommunen, eine für die Erschließung dieser Gebiete zuvor erhaltene Förderung aus Bundes- oder Landesmitteln zumindest teilweise zurückzahlen zu müssen, wenn Grundstücke nicht für Gewerbe oder Industrie, sondern für andere Nutzungsformen wie Photovoltaik zur Verfügung gestellt werden.

Dies ist bei einem Großteil der Gewerbe- und Industriegebiete der Fall und hätte einer Regelung bedurft, die Sicherheit für alle Marktteilnehmer schafft. Wir regen daher an, dass Bund und Länder gemeinsam eine Lösung finden, wie bei der Photovoltaik grundsätzlich auf eine solche Rückzahlungsforderung verzichtet werden kann. Nur so kann der Ausbau auf Gewerbe- und Industrieflächen im notwendigen Umfang beschleunigt werden.

Neben Gewerbe- und Industriegebieten sollte die o.g. Klarstellung auch für Sondergebiete wie z.B. „Sondergebiet Hotel“ erfolgen, die ebenfalls ein großes, bisher oft ungenutztes Potenzial für den Einsatz von Photovoltaikanlagen bieten.

**Zurechnung von Freiflächenanlagen zum landwirtschaftlichen Vermögen**

Eine einheitliche Richtlinie, die steuerartenübergreifend die Bewertung von Grundstücken im Zusammenhang mit Freiflächenphotovoltaik regelt, existiert nicht. Leider lässt der auch der vorgelegte Gesetzesentwurf die in der Photovoltaik-Strategie formulierte Sicherstellung einer „wirksamen Verzahnung von Energie- und Steuerrecht“ völlig vermissen. So ist die Errichtung und der Betrieb einer Photovoltaikanlage auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in den meisten Fällen nach wie vor steuerlich nachteilig, obwohl der Ausbau gerade auf diesen Flächen durch die Verordnungsermächtigung in § 94 und § 94a gestärkt werden soll. Derzeit drohen den landwirtschaftlichen Betrieben erhebliche erbschaftsteuerliche Risiken, weil Flächen, auf denen eine PV-Anlage errichtet wird, nicht mehr dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zugerechnet werden, sondern dem sogenannten Grundvermögen dieser Betriebe. Dies bedeutet, dass die Begünstigungen für land- und forstwirtschaftliches Vermögen bei der Erbschaft- und Schenkungsteuer entfallen, und zwar auch rückwirkend, wenn die sog. Behaltensfristen nach der Hofübergabe noch nicht abgelaufen sind.

Mit Ländererlass vom 15. Juli 2022 (Bundessteuerblatt 2022 Teil I Seite 1226; Ländererlasse) wurde geregelt, dass landwirtschaftliche Flächen, auf denen Agri-PV-Anlagen errichtet und betrieben werden, dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzurechnen sind.

Leider greift diese Regelung noch zu kurz. Auch Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen tragen zur umweltfreundlichen Stromerzeugung bei und können z.B. bei entsprechender Bauweise Ökosystemleistungen erbringen, gehören aber rechtlich nicht mehr zum land- und forstwirtschaftlichen Betrieb. Hier droht der Landwirtschaft, die die Flächen für diese Anlagen zur Verfügung stellt, weiterhin eine hohe Erbschaftsteuerbelastung.

An der Stelle sei darauf hingewiesen, dass diese Flächen nach der PV-Nutzung wieder der Landwirtschaft zur Verfügung stehen. Eine zwischenzeitliche Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für die Photovoltaik führt nämlich nicht zum Status eines Dauergrünlands, für welches ein Umwandlungsverbot gilt. Letzteres greift nur dann, wenn eine dauerhafte landwirtschaftliche Nutzung der Fläche vorausging.[3]

Vor diesem Hintergrund bitten wir darum, auch Freiflächen-Photovoltaikanlagen dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzurechnen und entsprechende Anpassungen vorzunehmen.

[3] Hinweise des Bayerischen Staatsministeriums für Wohnen, Bau und Verkehr zur bau- und landesplanerischen Behandlung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen: https://www.stmb.bayern.de/assets/stmi/buw/baurechtundtechnik/25_rundschreiben_freiflaechen-photovoltaik.pdf

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)522**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

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**

BEE
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

# BEE-Stellungnahme

zum Gesetzentwurf zur Umsetzung des Solarpakets zur Anhörung im deutschen Bundestag am 15.11.2023

Berlin, 14. November 2023



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... 2
Vorbemerkung ..... 3
1. Photovoltaik ..... 3
1.1 Anhebung der anzulegenden Werte für Anlagen bis 1 MW ..... 3
1.2 Europäische Resilienz und Wertschöpfung fördern: Resilienz-Auktionen und -Boni im EEG implementieren ..... 4
1.3 PV-Freifläche entfesseln: Gebotsgröße 100 MW bei EEG-Ausschreibungen verstetigen ..... 5
1.4 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b) ..... 5
2 Windenergie ..... 6
2.1 RED III: Möglichkeit zur Erklärung bereits ausgewiesener Gebiete zu Beschleunigungsgebieten nutzen ..... 6
2.2 Duldungspflicht: Recht zur Verlegung von Leitungen / Recht zur Überfahrt verstetigen ..... 8
2.3 Verlängerung der Realisierungs- und Pönalefristen ..... 8
3 Bioenergie ..... 9
3.1 Flexibilitätszuschlag an Inflation anpassen ..... 9
3.2 Biomethan-Ausschreibungen wieder auf flexible Kraft-Wärme-Kopplung ausrichten und für Standorte in ganz Deutschland ausweiten ..... 10

# Vorbemerkung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Gesetzentwurf zur Umsetzung des Solarpakets.

Für **weiterführende Forderungen der Erneuerbaren Branchen** und Details verweist der BEE als Dachverband an die Stellungnahmen des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. (BSW)[1], des Bundesverbandes Windenergie e.V. (BWE)[2] und die des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB)[3].

# 1. Photovoltaik

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

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 BSW Stellungnahme, S. 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.

### BEE-Empfehlung:

**Der BEE 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 Finanzierungkosten (Zinsen) anzupassen** (für mehr Details siehe BSW Stellungnahme S. 26 vom 01.11.2023).

---

[1] BSW Stellungnahme https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2023/07/230706_BSW-Stellungnahme_PV-Paket-I.pdf.

[2] BWE Stellungname https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20231009_BWE_Stellungnahme_PV-Paket_parl_Verfahren.pdf.

[3] HBB Stellungnahme https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/aktuelles/positionspapiere/wichtigste-vorschlaege-zur-aenderung-des-eeg-2023.

## 1.2 Europäische Resilienz und Wertschöpfung fördern: Resilienz-Auktionen und -Boni im EEG implementieren

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 Solarmaktes 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 BEE empfiehlt der Ampelkoalition, die derzeit noch höheren Fertigungskosten neuer und künftiger europäischer Solarfabriken mittels degressiv ausgelegter Resilienz-Boni und -Auktionen 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.

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.

### BEE-Empfehlung:

Vor diesem Hintergrund schlägt der BEE die Einführung von Resilienz-Ausschreibungen und Resilienz-Boni mit einem ansteigenden Marktanteil auf bis zu 40 Prozent vor (für mehr Details siehe BSW Stellungnahme vom 01.11.2023 S. 57ff oder das BSW Hintergrundpapier zu Resilienz-Auktionen bzw. Boni).

## 1.3 PV-Freifläche entfesseln: Gebotsgröße 100 MW bei EEG-Ausschreibungen verstetigen

Im Marktsegment der PV-Freifläche setzt der Gesetzentwurf 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. 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**. Ferner empfiehlt der BEE 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. Ein Solarpark mit einer Leistung von 100 MW kann schneller und kosteneffizienter geplant werden als 5 Solarparks zu je 20 MW.

**BEE-Empfehlung:**

Der BEE empfiehlt eine Anhebung des Gebotshöchstwertes für Auktionen in § 37 EEG und eine dauerhafte Anhebung der Gebotsgröße für PV-Freiflächenanlagen bei EEG-Ausschreibungen in § 37auf 100 MW (siehe BSW Stellungnahme S. 15-16).

## 1.4 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b)

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.

**BEE-Empfehlung:**

Der BEE 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.** 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 in dem vom BEE entwickelten Vorschlag umformuliert werden (siehe BSW Stellungnahme, S.29).

# 2 Windenergie

## 2.1 RED III: Möglichkeit zur Erklärung bereits ausgewiesener Gebiete zu Beschleunigungsgebieten nutzen

**Die Möglichkeit zur Erklärung bereits ausgewiesener Windenergiegebiete zu Beschleunigungsgebieten wie sie die geänderte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)[4] vorsieht, muss jetzt im Rahmen des PV-Pakets I umgesetzt werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die von der RED III hierfür vorgegebene kurze Umsetzungsfrist nicht eingehalten werden kann und diese wichtige Möglichkeit für weitere Beschleunigung des EE-Ausbaus ungenutzt bleibt.**

Gemäß Art. 15c Absatz 4 der RED III haben die EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit zur kurzfristigen Erklärung bereits ausgewiesener Windenergiegebiete zu Beschleunigungsgebieten **innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten der Regelung.**

Die **RED III** wurde durch das Europäische Parlament am 12. September und durch den Europäischen Rat am 9. Oktober 2023 final verabschiedet. Sie wurde am 31. Oktober 2023 im EU-Amtsblatt veröffentlicht und tritt am 20. November 2023 **in Kraft**. Hiermit beginnen auch die verschiedenen in der RED III vorgesehenen Umsetzungsfristen. Für die oben aufgeführte

[4] Richtlinie (EU) des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates – LINK.

Regelung bedeutet das, dass die **Mitgliedsstaaten nur bis zum 21. Mai 2024 Zeit haben, von Art. 15 c Abs. 4 Gebrauch zu machen.**

Das gesamte Umsetzungsverfahren der RED III mit seinen vielzähligen Vorschriften zu den Planungsverfahren neuer Beschleunigungsgebiete und zu Erleichterungen für die Genehmigungsverfahren ist mit Unwägbarkeiten bezüglich der Dauer der Abstimmungen und dem weiteren parlamentarische Verfahren behaftet. Da die Abstimmungen und der Beschluss im Bundestag sowie etwaig erforderliche Zustimmungen des Bundesrates noch bis in die Mitte kommenden Jahres oder sogar darüber hinaus dauern können, sieht es der BEE für erforderlich an, diese wichtige Regelung separat und bereits jetzt im Rahmen des PV-Pakets umzusetzen und damit ihre Geltung zu sichern.

**Die Sicherstellung der Erklärung bereits ausgewiesener Gebiete zu Beschleunigungsgebieten ist deswegen so wichtig, weil es für diese Gebiete dann keiner neuen Ausweisung als Beschleunigungsgebiet nach Art. 15c Absatz 1 und 2 bedarf.** Die Ausweisung neuer Beschleunigungsgebiete ist komplexer und verlangt erneute lange Planungszeiten. Durch die Erklärung bereits ausgewiesener Gebiete zu Beschleunigungsgebieten werden **doppelte Prüfungen und Planverfahren und damit weitere Verzögerungen des EE-Ausbaus verhindert. Zudem trägt die Erklärung dazu bei, dass Deutschland am Ende auch eine erhebliche Gesamtgröße an Beschleunigungsgebieten vorweisen kann.** Denn gemäß der RED III muss das Ziel sein, eine **erhebliche Gesamtgröße der Beschleunigungsgebiete sicherzustellen**, die zur Verwirklichung der EU-EE-Ziele beitragen, vgl. Art. 15c Absatz 3 RED III.

Die Umsetzung kann so erfolgen, dass **allein die Anerkennung ausgewiesener Windenergiegebiete**, welche die Voraussetzungen der RED III-Vorgabe erfüllen, **stattfindet, ohne schon die Rechtsfolgen** (genehmigungsrechtliche Erleichterungen) in diesen Gebieten mitzuregeln. Für die Umsetzung der Regelungen zu den veränderten Genehmigungsverfahren (insb. Art. 16b RED III) haben die Mitgliedstaaten bis zum 01. Juli 2024 Zeit. Die Umsetzung sollte anschließend zügig und im Rahmen eines schlüssigen Gesamtkonzeptes vorgenommen werden.

Es sollten **alle Windenergiegebiete** gemäß § 2 Nr. 1 Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), also Raumordnungspläne und die kommunalen Bauleitpläne mit **Strategischer Umweltprüfung (SUP) und falls erforderlich FFH-Verträglichkeitsprüfung** zu Beschleunigungsgebieten erklärt werden. Hierbei ist klarzustellen, dass es sich bei den Erfordernissen der SUP und ggf. der FFH-Prüfung um rein formale Anforderungen handelt (vgl. § 6 WindbG).[5] Gemäß Art. 15c Absatz 4 a) RED III müssen ferner Natura 2000-Gebiete sowie Schutzgebiete für Natur und biologische Vielfalt (in Deutschland sind dies die Naturschutzgebiete und Naturparks, vgl. auch § 6 WindBG) ausgeschlossen werden. Vogelzugrouten müssen nicht ausgeschlossen werden, da es solche – anders als z.B. in der Meeresenge von Gibraltar – hier-zulande nicht gibt und die Vögel in Deutschland im sog. „Breitfrontzug“ nicht durch WEA gestört werden können.[6] Angemessene und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen (wie in Art. 15c Absatz 4 c) RED III vorgesehen) werden bereits durch die Regelungen nach § 6 WindBG bzw. der modifizierten Artenschutzprüfung nach § 45b i.V.m. Anlage 1 BNatSchG gewährleistet und sind daher in der Normumsetzung nicht zu adressieren.

[5] Vgl. BMWK und BMUV (2023): Vollzugsempfehlung zu § 6 WindBG, S. 6 f. – LINK.

[6] Vgl. BWE Positionspaper (2023): Empfehlungen zur nationalen Umsetzung der RED III S. 7 – LINK.

**BEE-Empfehlung:**

Der BEE empfiehlt dem Gesetzgeber die Möglichkeit einer kurzfristiger Erklärung bereits **ausgewiesener Windenergiegebiete zu Beschleunigungsgebieten gemäß Art. 15c Absatz 4 der RED III bereits im PV-Paket zu verankern**, um eine schnellstmögliche und fristgemäße Umsetzung zu ermöglichen.

## 2.2 Duldungspflicht: Recht zur Verlegung von Leitungen / Recht zur Überfahrt verstetigen

**Der BEE begrüßt ausdrücklich den erneuten Vorstoß des Gesetzgebers, die Verlegung von Anschlussleitungen zu ermöglichen und der Blockade und Verteuerung der Projekte durch einzelne Grundstückeigentümer*innen entgegenzuwirken.** Aus der Praxis erreichen uns immer wieder Beispiele, bei denen ein Recht zur Verlegung von Leitungen weiterhelfen würde. Im Kabinettsbeschluss wurden zum ursprünglichen Entwurf des § 11a EEG RefE Anpassungen vorgenommen und einige Formulierungsvorschläge des BWE aufgegriffen. Die Duldungspflicht ist ein zentraler Hebel, um die Inbetriebnahme von Erneuerbaren-Anlagen zu beschleunigen und den Einsatz personeller Ressourcen bei den Projektierer*innen zu reduzieren. Denn bislang kommt es oft zu langwierigen Verhandlungen mit Grundstückseigentümern, die dazu führen, dass teilweise enorme Umwege zum Netzverknüpfungspunkt und sehr hohe Entschädigungszahlungen in Kauf genommen werden müssen, um EE-Anlagen mit dem Netzverknüpfungspunkt zu verbinden. Dadurch steigen auch die volkswirtschaftlichen Kosten für den EE-Ausbau. Diese Problematik betrifft jedoch genauso Batteriespeicher, die angesichts der fortschreitenden Energiewende immer wichtiger werden, um das Netz stabil zu halten. Deshalb sollte die **Duldungspflicht gleichermaßen für EE-Anlagen, Speicher und Elektrolyseure** gelten, damit bei Letzteren der Bau nicht nur in unmittelbarer Nähe von EE-Erzeugungsanlagen angereizt wird. Zudem sollte die Duldungspflicht für den Transport von Windenergieanlagen auch auf Transporte, die aufgrund von Reparaturarbeiten an den Anlagen erforderlich sind, ausgeweitet werden.

**BEE-Empfehlung:**

Der BEE empfiehlt die Verstetigung der Duldungspflicht für EE-Anlagen ebenso für Speicher und Elektrolyseure und regt weitere technische Verbesserung an der Regelung an (siehe BWE-Stellungnahme S. 5ff).

## 2.3 Verlängerung der Realisierungs- und Pönalefristen

Bereits seit Jahren stellen unflexiblen Realisierungs- und Pönalefristen (§ 55E EEG) ein Problem für die Windbranche dar.[7]

[7] Vgl. z.B. BWE (2020): Positionspapier: COVID-19-Krise und deren Auswirkungen auf die Windenergiebranche – LINK; BWE (2022): Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur

Auch wegen der Verzögerungen in den Lieferketten, zunächst aufgrund der Covid-19-Pandemie und anschließend durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat der BEE mehrfach Verbesserungsvorschläge gemacht; bisher ohne eine entsprechende Umsetzung im EEG.[8] Ohne zeitweise Aussetzung oder zumindest Anpassung der Realisierungs- und Pönalefristen wird die Korrektur des Höchstwertes nicht den gewünschten Effekt der Entfesselung der genehmigten Projekte und der Steigerung der Teilnahme an den Ausschreibungen haben. Eine Verlängerung der Realisierungsfristen ist in Hinsicht auf die langen Lieferzeiten bei Netztechnik unerlässlich. Nur wenn die Projekte in den Ausschreibungen bezuschlagt werden und sich eine Finanzierung sichern, kann anschließend die Bestellung der Netztechnik ermöglicht werden. Deshalb benötigt die Branche statt der vorgeschlagenen 3 Monate eine Verlängerung der Realisierungsfrist auf 12 Monate (siehe BWE-Stellungnahme S. 11 ff).

**BEE-Empfehlung:**

Die Realisierungsfrist in § 36e Abs. 1 EEG müsste von 30 Monaten um 12 Monate auf 42 Monate angepasst werden (siehe BWE Stellungnahme S. 11ff für Formulierungsvorschläge).

# 3 Bioenergie

## 3.1 Flexibilitätszuschlag an Inflation anpassen

Die Investitionskosten für die Flexibilisierung von Biogasanlagen sind insbesondere seit Beginn des Kriegs in der Ukraine und der Zinserhöhungen sehr stark gestiegen. Seit 2022 stagniert die Flexibilisierung und hat sich in 2023 ggü. dem Vorjahr nochmal halbiert. Um die weitere Flexibilisierung anzureizen und den Kostenanstieg auszugleichen, sollte der Flexibilitätszuschlag an Inflation und gestiegene Zinsen angepasst werden. Das entspricht einer Erhöhung von 65 Euro/kW installierter Leistung auf 120 Euro/kW.

**BEE-Empfehlung:**

Der BEE empfiehlt dem Gesetzgeber eine Anhebung des Flexibilitätszuschlag an Inflation und gestiegene Zinsen im vorliegenden PV Paket zu verankern.

Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vor-schriften – LINK; BWE (2022): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket – LINK; BWE (2023): Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel – LINK; zuletzt: BWE (2023): Stellungnahme zum Referentenent-wurf des BMWK zum sog. PV-Paket I – LINK.

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

## 3.2 Biomethan-Ausschreibungen wieder auf flexible Kraft-Wärme-Kopplung ausrichten und für Standorte in ganz Deutschland ausweiten

Anfang 2022 wurden die Biomethan-Ausschreibungen umgestaltet: Zukünftig soll nur noch der Bau von Spitzenlastkraftwerken ohne Wärmeauskopplung („Peaker“) angereizt werden; zum Einsatz von flexiblen KWK-Anlagen, mit denen auch die Wärmenetze defossilisiert werden können, soll Biomethan gar nicht mehr in Frage kommen. Außerdem dürfen diese Biomethan-Kraftwerke nur in der „Südregion“ gehören, wobei laut EEG auch das nördlichen Bayern nicht mehr zur Südregion gehört.

Seitdem gab es in den Biomethanausschreibungen kein einziges Gebot mehr.

Dabei zeigt das Wärmeplanungsgesetz, dass wir dringend jede Möglichkeit für die erneuerbare Fernwärme brauchen, genauso wie flexible Leistung als Back-Up für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Bis 2030 wollen wir laut des Kabinettsentwurfs zum Wärmeplanungsgesetz 50% der Fernwärme in Deutschland defossilisieren – und dies auch bundesweit, nicht nur in Bayern und Bade-Württemberg.

**BEE-Empfehlung:**

- Deshalb sollten die Biomethan-Ausschreibungen umgestaltet werden:Die Ausschreibungen sollten wieder für KWK-Projekte geöffnet werden, d.h. insbesondere sollten die maximal jährlich zulässigen Volllaststunden von aktuell ca. 900 auf 2.500 Stunden erhöht. Das wäre eine Anpassung des EEG an das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, das fossile KWK-Anlagen adressiert. Biomethan-Spitzenlastkraftwerke sind dann immer noch zulässig, konkurrieren aber mit Biomethan-KWK-Anlagen.
- Außerdem sollten die Ausschreibungen für Standorte in ganz Deutschland geöffnet werden.

**Ansprechpartner*innen:**
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Sandra Rostek
Abteilungsleiter/in/ des BEE
030 275 81 70- 21
sandra.rostek@bee-ev.de

Maximilian Friedrich
Referent
+49 15117123004
maximilian.friedrich@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

**Impressum**
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

**Haftungshinweis**
Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:
Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

**Datum**
13. November 2023

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)523**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Carsten Pfeiffer
# Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.

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**

Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin

Fon: +49 30 400548-0
Fax: +49 30 400548-10
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

bne

Stellungnahme

# Photovoltaik-Paket I

## Stellungnahme des Sachverständigen Carsten Pfeiffer (bne) zum Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (20/8657, Anhörung 15.11.2023)

Berlin, 13.11.2023: Der bne bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Sachverständigen-Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag. Das Paket beinhaltet aus Sicht des bne eine Reihe von Maßnahmen, die den Ausbau der Photovoltaik und komplementärer Energiewende-Technologien beschleunigen können. Der bne begrüßt daher das vorliegende Paket, das eine sehr gute Grundlage für das parlamentarische Verfahren darstellt, in dem es zusätzliche Verbesserungsmöglichkeiten gibt. Die folgende Stellungnahme macht Vorschläge, wie die Ausbauziele der Bundesregierung und der sie tragenden Parteien erreicht werden können. Gleichzeitig zeigen wir, wie eine wettbewerbsfähige heimische PV-Industrie gestärkt werden kann.

Seite 3 Top-Themen im Solarpaket I
Seite 4 Wettbewerbsfähige PV-Industrie
Seite 9 Details zum Gesetzentwurf
Seite 33 Vorschläge zum Energy Sharing
Seite 35 Vorschläge Agrar- und Steuerrecht

# Hebel umlegen beim Photovoltaik-Ausbau

Das Photovoltaik-Ausbauziel für dieses Jahr wird übererfüllt. Das ist eine positive Nachricht, zumal sich auch die Ausbauzahlen bei der Windenergie nach oben bewegen. Beides zeigt, dass die Reformen Wirkung zeigen. Bei der Photovoltaik kommen als positiver Faktor noch die fallenden Modulpreise hinzu, die den Zinsanstiegen entgegenwirken.

Die Zielerfüllung des EEGs wird durch mangelnde Flexibilität zwischen den Erneuerbare-Energien-Technologien ausgehebelt. In den nächsten Jahren ist zu befürchten, dass trotz aller Reformen die Ziele bei der Windenergie an Land deutlich verfehlt werden. Diese Zielverfehlung beim Windkraftausbau gilt es zum einen natürlich zu minimieren; aber auch dann ist zu erwarten, dass die jährlichen 10 GW Zubau nicht erreicht werden. Dieses Jahr wird eine Zielverfehlung in Höhe von mehr als 20% bestehen, nächstes Jahr wird es hoffentlich etwas weniger Verfehlung geben, aber voraussichtlich wird ebenfalls das Ziel verfehlt. Es läge daher auf der Hand, dies durch Übererfüllung anderer Technologien, insbesondere der kostengünstigen Photovoltaik auszugleichen. Doch hierfür fehlt es an Mechanismen. So könnten die **Ausschreibungsmengen bei der Photovoltaik automatisch erhöht werden, wenn es bei der Windenergie zu den erwartbaren Verfehlungen** kommt.

Schlimmer noch: Es gibt Regelungen im EEG, die eine Übererfüllung eines Bereiches deutlich erschweren, auch wenn ein anderer Bereich deutlich untererfüllt wird. Hierzu zählt insbesondere die Regelung, dass bei der Photovoltaik die förderfrei errichteten PPA-Anlagen von den Ausschreibungsvolumina abgezogen werden, sowohl im Freiflächensegment als auch im Dachanlagenbereich. Der Erneuerbare Energien Zubau wird so insgesamt gedeckelt. Ein Ausgleich einer Untererfüllung bei der Windenergie müsste somit (in der heutigen Logik) alleine durch die Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung erfolgen, einer politisch kaum steuerbaren Größe. Daneben gibt es grundsätzlich das Problem, dass der Abzugsmechanismus bei Solarparks sogar dann hindert, wenn die PV insgesamt untererfüllt. Um den im EEG festgelegten Mengenpfad sicher zu erreichen, sollte der **Abzug von förderfreien PPA-Mengen vom Ausschreibungsvolumen abgeschafft oder zumindest besser ausgestaltet werden**.

Eine weitere Begrenzung, die die Zielerreichung erschwert, ist die 20 MW-Grenze bei Solarparks. Diese Höchstgrenze für Gebote in der Ausschreibung gilt ab nächstem Jahr wieder und führt dazu, dass Projekte über mehrere Jahre gestreckt und damit verzögert sowie zu Lasten des EEG-Kontos verteuert werden. Auch ist 20 MW als Größe technisch unvorteilhaft: zu groß für den Netzanschluss in der Mittelspannung, zu klein für ein kostenintensives 110 kV-Umspannwerk. Aus Krisengründen wurde die 20 MW-Grenze im Jahr 2023 auf 100 MW angehoben. Diese Erhöhung hat mit dazu beigetragen, dass Ausschreibungen überdeckt waren, was zu niedrigeren Zuschlägen und Wettbewerb führte. Sollte es auf EU-Ebene zu protektionistischen Maßnahmen kommen, die den PPA-Markt stark beschädigen, hätte eine Beibehaltung der 20 MW-Grenze zur Folge, dass kaum noch Großanlagen gebaut würden. Die
**Verstetigung der maximalen Gebotsgröße von 100 MW** ist praxisnah und wirkt ausbaubeschleunigend.

Konkrete Vorschläge zur Problembehebung und weitere Top-Maßnahmen dieser Stellungnahme:

## Top-Themen: Allgemeine Ausbaubeschleunigung Photovoltaik

- Eine **Untererfüllung bei Windenergie an Land** sollte durch höhere Ausschreibungsvolumina bei der Photovoltaik ausgeglichen werden. Aufgrund der unterschiedlichen Volllaststunden sollte der Faktor 2,5 betragen.
- **PPA-Volumen** sollen erst dann von den Ausschreibungsvolumen abgezogen werden, wenn
  - a) der jährliche Zielwert von 10 GW bei Windenergie an Land erreicht wird sowie
  - b) der PV-Zielwert trotz Abzugs erreicht wird.
- Die **Resilienzausschreibungen bei der Photovoltaik sollten zusätzlich erfolgen**. Sollte es den oben vorgeschlagenen Mechanismus zum Ausgleich der Windenergieuntererfüllung geben, sollten die Resilienzausschreibungsvolumina im Rahmen des Erfüllungsausgleichs berücksichtigt werden.[1]

## Top-Themen: PV-Dachanlagen und gemeinschaftliche Versorgung

- **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Verordnungsermächtigung für BNetzA** (BK6) ergänzen, um ein **Festlegungsverfahren für Marktkommunikations-Prozesse** mit breiter Beteiligung (insbesondere auch EE-Branche und Lieferanten) zu starten und den **Gebäudebegriff breiter fassen,** damit auch z.B. Reihenhäuser und Nebengebäude in gemeinsame Versorgung einbezogen werden können. Die gewerbesteuerliche Infektion für Hauseigentümer verhindern. **Perspektivisch Energy Sharing** umsetzen (Solarpaket 2).
- **Direktvermarktung:** Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlagen <30 kW beschleunigen, indem eine **digitale Meldung** und die **Teilnahme an der Direktvermarktung ab Tag 1** möglich wird. Außerdem den **Schwellenwert für „Sichtbarkeit" und "Steuerbarkeit"** von Anlagen in der Direktvermarktung auf 100 kW **anheben.** Vermarkter sind zur Bilanzkreistreue verpflichtet. Es soll ihnen bei der Direktvermarktung von Kleinanlagen selbst überlassen werden, wie sie diese sicherstellen und ob sie Steuerungstechnik nutzen oder über den Strommarkt ausgleichen.
- **Verordnungsermächtigung** zu energiewirtschaftlich relevanten Daten § 95 EEG **streichen** oder mindestens **ausschließlich für den Fall einer akuten Notfallsituation** vorsehen.

## Top - Themen: Freiflächenanlagen

- **Fortschreibung der 100 MW-Anlagenbegrenzungshöhe** bei Solarpark-Ausschreibungen
- **Steuerrecht: Bewertungsgesetz anpassen**, um einerseits Hofübergaben mit PV- Freiflächenanlagen zu vereinfachen (Flächenbereitstellung vereinfachen) sowie Grundsteuer eindeutig festlegen (Bemessung festlegen, ähnlich wie bei Weinbergen)
- **Anpassungen im Agrarrecht** notwendig: Im § 12 GAPDZV sollte eine Formulierung aufgenommen werden, dass die **extensive Flächenpflege in Solarparks eine hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** der Fläche darstellt (zzgl. Vorgaben für „**extensive Agri-PV**").

[1] Beispiel: Es werden 2 GW bei der Windenergie verfehlt, dann führt dies zu zusätzlichen Ausschreibungsvolumina bei der PV in Höhe von 2 x 2,5 bzw. 5 GW. Sollte es in dem Jahr ein Resilienzausschreibungsvolumen in Höhe von 0,5 GW geben, dann verblieben für die anderen Ausschreibungen noch 4,5 GW.

# Wettbewerbsfähige Photovoltaik-Industrie

Die EU und die Bundesregierung haben das gemeinsame Ziel des Wiederaufbaus einer wettbewerbsfähigen europäischen Photovoltaik-Industrie (Hersteller in der Modullieferkette) als Teil der Photovoltaik-Branche. Der bne unterstützt diese Zielsetzung und hat sich umfassend an den Roundables des BMWK sowie des STIPE-Prozesses der dena beteiligt und Vorschläge eingebracht. Aus Sicht des bne sollte das **Ziel der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen** entscheidend. Es gilt aus den Fehlern der Vergangenheit zu lernen und eine europäische PV-Industrie zu schaffen, die in der Zukunft auf eigenen Beinen stehen kann.

Derzeit ist die europäische PV-Industrie in weiten Teilen der Modullieferkette – anders als bei Wechselrichtern – nicht wettbewerbsfähig. Es **fehlen ganze Teile der Lieferkette**, wie die Herstellung von Ingots und Wafern. Die meisten **Modulhersteller beziehen ihre Zellen aus China** und die Zellherstellung in Europa ist noch so klein, dass sie mit den großvolumigen Herstellern aus China aktuell nicht konkurrieren kann. So entfällt aktuell etwa ein Promille der globalen Zellproduktionskapazität auf europäische Unternehmen. Daher ist es angesichts der **Resilienz-Zielstellung für eine Übergangszeit sinnvoll**, den europäischen Herstellern einen Absatzmarkt zur Verfügung zu stellen, der es ermöglicht, dass diese im Wettbewerb mit großen Playern überleben, bis sie selbst groß genug sind, um mithalten zu können. Dabei **sollte darauf geachtet, dass ausreichend hoher Wettbewerbsdruck gegeben ist**, damit die Unternehmen, die davon profitieren, auch hohe Kostensenkungsanreize haben. Nur so lässt sich das Ziel wettbewerbsfähiger Unternehmen erreichen. Im Vergleich zur gesamten PV-Branche entfallen europaweit heute etwa 1% der Arbeitsplätze auf die Modul- und Zellproduktion und weitere 6% auf die Herstellung insbesondere der Produktion von Wechselrichtern sowie zum kleineren Teil auf die Polysiliziumproduktion. Weit über 90% der Photovoltaik-Arbeitsplätze sind im Vertrieb, der Planung und Installation sowie im Unterhalt von Photovoltaikanlagen tätig.

Zudem sollte berücksichtigt werden, dass es sich um ein **gemeinsames europäisches Ziel** handelt, bei dem **Burden-Sharing** dazu beitragen kann, dass sich die Kosten einzelner Staaten in Grenzen halten. Damit sich wettbewerbsfähige Unternehmen entwickeln können, sollte zum einen der **Resilienzsektor nur einen Teil der Produktionskapazitäten** ausmachen. Dann gibt es auch einen hohen Anreiz, außerhalb des geschützten Bereichs aktiv zu werden. Daneben muss gewährleistet sein, dass **auch innerhalb des Resilienzbereichs hoher Wettbewerbsdruck** vorhanden ist, damit sich die besten Unternehmen durchsetzen. Der Staat kann nicht wissen, welche Unternehmen das sein werden, er kann aber ein level-playing-field eröffnen, das wettbewerbliche Rahmenbedingungen schafft. Dies spricht eindeutig für **Resilienzsegmente bei Ausschreibungen**. Diese sollten mit Mengenmechanismen, die den Wettbewerb fördern und zur übergeordneten Ausbauzielerreichung beitragen, ausgestattet sein.

Konzentration auf das geeignete Segment: Es gilt darauf zu achten, dass nur in den Bereichen ausgeschrieben wird, in denen auch Wettbewerb möglich ist. So gibt es **aktuell keine Solarmodule mit Solarzellen aus europäischer Produktion im Freiflächensegment**, weil hier die Wettbewerbsfähigkeit am schwierigsten zu erreichen ist. Resilienzausschreibungen im Segment 1 würden daher bis auf Weiteres scheitern bzw. keinen Resilienzmehrwert bringen. Bei künftigen Gesetzesnovellen kann geprüft werden, ob sich an den Verfügbarkeiten etwas geändert hat. Gegebenenfalls kann auch eine Verordnungsermächtigung in das EEG aufgenommen werden, die es der Bundesregierung ermöglicht, weitere Resilienzsegmente hinzuzufügen, insofern dies

möglich und erforderlich ist: Möglich bedeutet, dass es die in den Segmenten genutzten Module überhaupt in relevanten Mengen aus EU-Produktion gibt. Erforderlich bedeutet dann, dass das Dachsegment nicht ausreicht. Zum Vergleich: das deutsche Ausschreibungsvolumen des Dachsegments im Jahr 2024 entspricht etwa der gesamten aktuellen europäische Zellproduktion. **Für Resilienzausschreibungen ist daher grundsätzlich das Segment 2 geeignet**, die Dachanlagen-Ausschreibung.

Folgend werden die dafür relevanten Punkte ausgeführt:

**Vorschlag für die Festlegung der Ausschreibungsmengen:**

- Mengen: Bis Jahresende 2023 könnte die europäische Modul-Produktionskapazität mit Solarzellen aus europäischer Fertigung 1000 MW betragen und dürfte weiter steigen. Legen wir den Wert von 2000 MW in Folgejahren zu Grunde und nehmen an, dass Deutschland im Rahmen des europäischen Burden-Sharings ein Viertel des Volumens abbilden will, dann läge der deutsche Anteil bei 500 MW. Da die Unternehmen auch am Markt aktiv sein sollten, wäre ein Anteil von 50% für das abgeschottete Resilienzsegment denkbar. Folglich hätte die **Resilienzausschreibung zunächst ein Volumen von z.B. 250 MW**.

- Sollte die Ausschreibung unterdeckt werden, würde der Mechanismus der kontingenten Mengensteuerung greifen. Im Falle einer deutlichen Überdeckung sollten die Menge im Rahmen eines konkreten Mechanismus schrittweise auf bis zu 500 MW ansteigen. Im übrigens sollte sich die Ausschreibung an den Prinzipien des Dachanlagenausschreibung (EEG, Segment 2) orientieren.

Die **Resilienzausschreibungen könnten gesondert ausgeführt** und im Volumen hinzugefügt werden. Das würde wie oben beschrieben helfen, die Erneuerbaren-Energien-Lücke in Folge der absehbaren Verfehlung bei der Windenergie zu schließen. Alternativ könnten die Resilienzausschreibungen zunächst im Rahmen der vorhandenen Dachausschreibungen als Sondersegment mit bevorzugter Bezuschlagung festgelegt werden, idealerweise so, dass die hier bezuschlagten Mengen nicht von den Dachausschreibungsmengen abgezogen, sondern aufgerechnet werden. Diese Maßnahme könnte auch helfen, die vergleichsweise geringen Ausbaumengen im Gewerbebereich zu erhöhen und wären allgemeinen Vergütungserhöhungen vorzuziehen.

**Ausschreibung und Anlagengröße:**
In der gesonderten Resilienzausschreibung sollten auch Anlagen teilnehmen können, die kleiner als 1 MW sind. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse im Segment II waren so auskömmlich, dass auch kleinere Anlagen Zuschläge erhalten könnten, bei denen eine Rentabilität möglich ist. Dies sollte auch auf die Resilienzausschreibung zutreffen. Daher böte es sich an, die Resilienzausschreibung generell sowie Ausschreibungen des zweiten Segments auch optional für kleinere Anlagen zu öffnen, insofern diese der Präqualifikation bzgl. Resilienz entsprechen. Man sollte die Grenze deutlich absenken und allen PV-Anlagen auf, an oder in Gebäuden mit einer **Größe ab 100 kW** die Teilnahme ermöglichen.

Die Ausschreibung würde neben dem Resilienz- auch den Wettbewerbsgedanken stärken. Solche Anlagen könnten in der Ausschreibung gegenüber der EEG-Festvergütung attraktivere anzulegende Werte sichern.

**Hinweise zur beihilferechtlichen Genehmigung:**

Eine Teilnahme von Kleinanlagen bei Dachausschreibungen für Resilienz hätte im Gegensatz zu Boni auch klare beihilferechtliche Vorteile. Ausschreibungen werden künftig vom Net-Zero-Industry-Act (NZIA) abgedeckt sein, bei Boni wäre das noch zu prüfen. Folglich ist hier eine beihilferechtliche Genehmigung wahrscheinlich. Ob hingegen Resilienzboni, die sich in der Diskussion befinden, ebenfalls beihilferechtlich genehmigt werden (können), ist eine sehr offene Frage. Auch im Falle einer beihilferechtlichen Genehmigung zeigt die Erfahrung früherer Gesetzgebungsverfahren, dass diese monatelang dauern kann. Dies wäre dann zugleich eine zusätzliche Zeit des Attentismus, bei der die Käufer auf die Genehmigung warten würden. Und auch für den Fall, dass es eine Genehmigung gäbe, könnte diese unter dem Vorbehalt von Änderungen stehen, die dann in einem weiteren Gesetzgebungsverfahren beschlossen werden müssten. Es gibt inzwischen einige Beispiele aus den letzten Jahren von deutlichen Änderungen in relevanten Details bis hin zur vollständigen Streichung von Vergütungserhöhungen. Ein langwieriger Attentismus könnte sehr zum Schaden der europäischen Hersteller sein. Aus der Vergangenheit sollte ebenfalls die Erfahrung berücksichtigt werden, dass die Kommission eher zur Genehmigung geneigt ist, wenn sie erkennen kann, dass Maßnahmen vorübergehender Natur sind, was für hohe Degressionsraten spricht (siehe unten).

Unabhängig davon, ob als gesonderte Ausschreibungen oder als Teilsegment, stellt sich die Frage nach dem Höchstwert für den anzulegenden Wert. Der bne empfiehlt, dass die Bundesregierung hierfür umgehend unabhängige Berechnungen erarbeiten lässt und diese dem Parlament inklusive der Berechnungsgrundlagen bei der Entscheidungsfindung zur Verfügung stellt.

**Für eine wettbewerbsfähige PV-Industrie sind Degressionsvorgaben nötig**

Soweit ersichtlich besteht allgemein die Auffassung, dass Resilienzmaßnahmen vorübergehender Natur sein sollten. Daher ist eine Degression wichtig, die dies abbildet. Diese Degression sollte der Zielstellung Rechnung tragen, dass sich die Produkte europäischer Hersteller in wenigen Jahren am Markt behaupten können. Da die europäischen Hersteller augenblicklich über sehr kleine Produktionskapazitäten verfügen und diese in wenige Jahren deutlich erhöhen wollen, sind auch schnelle Kostensenkungen zu erwarten. Die Degression sollte daher so angelegt werden, dass sie von einem Erfolg der Hochskalierung ausgeht. Ansonsten wäre eine Dauersubvention angelegt. Eine Resilienzmaßnahme, die nach allen erforderlichen Vorbereitungen Mitte des Jahres 2024 startet und z.B. eine jährliche Degression von 33,3 Prozent linear beinhaltet, würde drei Jahre später, also Mitte 2027, auslaufen. Bis dahin muss es Herstellern möglich sein, ihre Produktionskapazitäten deutlich zu erhöhen und ihre Kosten abzusenken.

**Europäische PV-Industrie zum Technologie- und Qualitätsführer machen**

Europäische Unternehmen müssen sich durch Qualität und Technologieführerschaft auszeichnen, um sich im internationalen Wettbewerb behaupten zu können. Es muss zu Beginn als Mindestkriterium sichergestellt werden, dass europäische Komponenten, die durch eine Maßnahme gefördert werden, qualitativ-technologisch mindestens auf dem Niveau von aus Drittländern importierten Komponenten liegen.

**Umsetzung**

Von der Privilegierung erfasst sein sollen europäische Module, die Zellen aus europäischer Produktion enthalten. Dies erfordert eine Positivliste, aus der die Käufer entnehmen können, welche Module in die Kategorie fallen. Bei Ausschreibungen wird die Positivliste Bestandteil der Präqualifikation sein. Es ist daher naheliegend, dass die Positivliste von der BNetzA erstellt und gepflegt wird. Die Liste soll jederzeit abrufbar sein und wird fortlaufend durch neue Module erweitert. Der erste Ausschreibungstermin sollte so terminiert werden, dass es

der BNetzA möglich ist, rechtzeitig vor dem Ausschreibungsbeginn eine erste Liste zur Verfügung zu stellen, auf die die Teilnehmer zugreifen können. Der in Segment 2 zu hinterlegende Projektsicherungsbeitrag (nach §38b) ist bei der Resilienzausschreibung ebenfalls vorzusehen. Bei Inbetriebnahme der Anlage muss gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden, dass Module der aktuellen Positivliste verbaut wurden. Dies können auch neuere Module sein, solange sie auf der Positivliste stehen. Dies fördert Innovation bei den Herstellern und verhindert ein Lock-In auf veraltete Modulkonfigurationen.

**Regelung für Aussetzen der Resilienzausschreibung**
**Für den Fall, dass es zur Einführung von Zöllen auf Importe von Solarmodulen oder Solarzellen kommt, sollten die Resilienzausschreibungen umgehend wieder abgeschafft werden.** Eine Förderprivilegierung bei gleichzeitiger handelsrechtlicher Privilegierung dürfte schon unter Beihilferecht nicht darstellbar sein.

**Vergleich Ausschreibungen zu Boni**
Im Vergleich zu Boni haben Ausschreibungen beihilferechtliche Vorteile, da die Marktprämien wettbewerblich ermittelt werden. Ob und in welcher Höhe Resilienzboni von der Kommission bewilligt würden, lässt sich dagegen kaum absehen. Auch Korrekturvorgaben seitens der Kommission sind möglich, wie die Vergangenheit in anderen Fällen gezeigt hat. Ein Attentismus der Kunden könnte dazu führen, dass der Ausbau in den betroffenen Segmenten auf längere Zeit gehemmt würde. Ein weiterer Vorteil der Ausschreibung ist, dass sich aufgrund der festgelegten Resilienz-Ausschreibungsmenge die Kosten eingrenzen lassen.

**Weitere Maßnahmen zur Resilienz-Stärkung:**

- Ukrainehilfe mit europäischer Solartechnologie: Europäische Solarmodule (mit Zellen aus europäischer Fertigung) könnten von der Europäischen Union und/oder Mitgliedsstaaten aufgekauft und der Ukraine für deren Energieversorgung zur Verfügung gestellt werden. Dies würde das Problem entschärfen, dass viele europäische Module in den Lagern aufgrund hoher Kosten derzeit am Markt nicht verkäuflich sind. Zugleich könnte der Ukraine geholfen werden, ihre Energieversorgung zu sichern. Dabei sollte auf vorhandene Töpfe mit nicht-abgerufenen Mitteln zurückgegriffen werden.
- Die Bundesregierung sollte sich bei der EU-Kommission dafür einsetzen, dass die Importzölle auf Modulgläser abgeschafft werden. Diese Zölle benachteiligen die heimischen Modulhersteller. Eine Abschaffung der Zölle würde die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Hersteller stärken. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Zölle auf Modulgläser keinerlei positive Wirkung hinsichtlich einer europäischen Solarglasindustrie beinhaltet haben. Auch bei diesen Zöllen gibt es Schaden ohne jeden Nutzen.
- Die europäische PV-Industrie wird nur dann wettbewerbsfähig werden können, wenn sie mit modernster Technologie arbeitet und in eine Skalierung auf Augenhöhe mit den großen chinesischen Herstellern kommt. Hierzu sollte die nationale und europäische PV-Industrieförderung angepasst werden. Im Augenblick ist damit die erforderliche Skalierung nicht möglich. Übergangsmaßnahmen, die den Absatz zu teurer Solarmodule sichern sollen, sind nur dann zielführend, wenn davon auszugehen ist, dass in einigen Jahren auch konkurrenzfähige Unternehmen auf dem Markt bestehen können. Die Bundesregierung sollte sich hier dafür stark machen, dass transnationale, wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse initiiert werden, die mittels staatlicher Förderung einen wichtigen Beitrag zu Wachstum, Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen PV-Industrie und Wirtschaft leistet.

- Die Bundesregierung sollte sich in der EU-Kommission für erweiterte wettbewerbsrechtliche Spielräume bei der CAPEX-Förderung einsetzen.
- Die Bundesregierung sollte bei ihrer PV-Industrieförderung eine Skalierung der Unternehmen anstreben, die es diesen ermöglicht, wettbewerbsfähig gegenüber großen internationalen Konkurrenten zu werden.

# Inhaltsverzeichnis der detaillierten Stellungnahme des bne zum Solarpaket 1

**Hebel umlegen beim Photovoltaik-Ausbau** **3**
Top-Themen: Allgemeine Ausbaubeschleunigung Photovoltaik 4
Top-Themen: PV-Dachanlagen und gemeinschaftliche Versorgung 4
Top - Themen: Freiflächenanlagen 4
**Wettbewerbsfähige Photovoltaik-Industrie** **5**
**Zu Artikel 1 EEG** **11**
Zu § 3 Definition Steckersolargerät 11
Zu § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau 12
Zu § 8 Vereinfachter Netzanschluss 13
Zu § 8 Abs. 7 Direktvermarktung für PV-Speicher ab erstem Tag der Inbetriebnahme 15
Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben 15
Zu § 10a Messstellenbetrieb 16
Zu § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung 16
Zu § 11a Recht zur Verlegung von Leitungen 17
Zu § 21 Absatz 3 Anspruch Mieterstromzuschlag Nicht-Wohngebäude 18
Zu § 21c Strafzahlung Anmeldung zur Veräußerungsform 19
Zu § 24 Absatz 1 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen 19
Zu § 28a PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen 20
Zu § 37 Absatz 3: Gebotsmenge bei den Ausschreibungen (Vorschlag: 100 MW) 20
Zu § 37, § 37d, §38 b, § 94: Den „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ im Solarpaket erweitern 21
Zu § 37: Neuregelungen zur Flächenkulisse (PV-Freiflächenanlagen) und Deckelung 23
Zu § 37c: Öffnung benachteiligter Gebiete, Opt-Out-Regelung 24
Zu § 37d: Besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments 24
Zu §38b: Extensivierungsbonus (bei der Agri-PV) 24
Zu § 48 Absatz 1 Satz 1: Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind 25
Zu § 48 Absatz 3 Stichtagsregelung „Solarstadl“ 25
Zu § 48 Repowering PV-Dach in gesetzlicher Vergütung 25
Zu § 79 Registrierung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen ermöglichen 26
Zu § 88d Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen, Innovationsausschreibung 26

Zu § 94 Verordnungsermächtigung zu Biodiversitätssolaranlagen 26
Zu § 95 Verordnungsermächtigungen Regelungen für Weitverkehrsnetzanbindungen 27
Zu § 100 Unsicherheiten bei Höchstwerten in Ausschreibungen auflösen, Flexibilität sichern (NZIA) 28
**Zu Artikel 2 EnWG 29**
Zu § 42a EnWG: Mieterstromverträge 29
Stromsteuerbefreiung für Mieterstrom Lieferkettenmodell 30
Zu § 42b EnWG (neu): Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung 30
Zu § 49d EnWG (neu): Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen 32
**Zu Artikel 3 MaStRV 32**
**Verfahrensvereinfachung Anlagenzertifikate 32**
**Empfehlungen zum Energy Sharing 33**
**Empfehlungen zu Speichern 35**
**Änderungen im Agrarrecht für Solarparks 35**
**Änderungen im Steuerrecht 37**
Vorschlag zur Lösung von Problem 1: Hofübergaben vereinfachen 38
Vorschlag zur Lösung von Problem 2: Klar festgelegte Grundsteuer bei Solarparks 39
Vorschlag zur Lösung von Problem 3: Gewerbesteuerzerlegung bei Großspeicheranlagen 39

Zum Gesetzentwurf im Detail:

# Zu Artikel 1 EEG

## Zu § 3 Definition Steckersolargerät

Wir möchten anregen, in der Definition von Steckersolargeräten dahingehend zu ändern, dass auch mehrere Wechselrichter eingesetzt werden können. Mit der Option mehrere Wechselrichter zu nutzen, kann man Anlagen flexibler errichten und mit Verschattungssituationen besser umgehen oder Anlagen teilen. Steckersolargeräte werden mit Modulwechselrichtern ausgestattet, von denen jeder für sich eine zertifizierte Inselnetzerkennung vorweisen muss. Vorschlag:

> Steckersolargerät: ein Gerät, das aus einer oder mehreren Solaranlagen, **einem oder mehreren Wechselrichtern**, einer Anschlussleitung und einem Stecker zur Verbindung mit dem Endstromkreis eines Letztverbrauchers durch den Letztverbraucher besteht“.

## Zu § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Der § 6 EEG regelt die Kommunalbeteiligung an Solarparks. Es gibt in der Praxis zahlreiche Anwendungsprobleme, aus denen sich erheblicher Korrekturbedarf ableitet. In der PV-Strategie wurde dieser Bedarf benannt. Ein wichtiger Punkt ist dabei die **"Catch-All-Klausel"**, denn heute ist die Kommunalbeteiligung nicht für alle PV-Freiflächenanlagen rechtssicher möglich (z.B. für bauliche Anlagen, Solarparks mit Speichern, schwimmende PV-Anlagen). Wir empfehlen eine Negativ-Definition, d.h. die **Kommunalbeteiligung sollte für alle PV-Anlagen zulässig sein, die nicht auf, an oder in Gebäuden errichtet werden**. Weiterer Klärungsbedarf besteht in Bezug auf **Speicher, Direktleitungen**, etwaige **Wasserstoffproduktion**, Fragen zum **Redispatch** und den tatsächlich eingespeisten Mengen. Ein Lösungsansatz besteht darin, in den Kommunalbeteiligungsverträgen die **Abrechnung auf Grundlage von Anlagendaten vorzunehmen, die die PV-Produktion betreffen**, d.h. die Kommunalbeteiligung rechtssicher für die Kilowattstunden zulassen, die tatsächlich produziert wurden. Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass **nach § 35 BauGB privilegierte Flächen beteiligungsfähig sein müssen** (d.h. auch ohne B-Plan). Wir möchten zusätzlich die Empfehlung geben, dass die **Kommunalbeteiligung über § 6 EEG und die Bürgerbeteiligung nicht vermischt werden sollten**. Viel wichtiger wäre eine **Empfehlung im EEG für die rechtssichere Kommunikation mit Kommunen** zu geben, dass Kommunalbeteiligung ein Teil eines geplanten Vorhabens ist.

Konkret empfehlen wir bzgl. Freiflächenanlagen folgende Anpassungen im § 6 EEG:

> **§ 6 Abs. (1)** Anlagenbetreiber sollen Gemeinden, (…), Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten:
> 1. Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Maßgabe von Absatz 2 und
> 2. Betreiber von **Solaranlagen, die nicht auf, an oder in einem Gebäude errichtet werden** ~~Freiflächenanlagen~~ nach Maßgabe von Absatz 3.
>
> **§ 6 Abs. (3)** Bei Freiflächenanlagen dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die ~~tatsächlich eingespeiste~~ **messtechnisch oder rechnerisch ermittelten und tatsächlich produzierten** Strommenge**n** angeboten werden. Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die Freiflächenanlagen befinden. Befinden sich die Freiflächenanlagen auf gemeindefreien Gebieten, gilt für diese Gebiete der nach Landesrecht jeweils zuständige Landkreis als betroffen. Im Übrigen ist Absatz 2 Satz 4 bis 7 entsprechend anzuwenden.
>
> **§ 6 Abs. (4)** Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragrafen bedürfen der Schriftform und dürfen bereits geschlossen werden
>
> 1. vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder
> 2. vor der Genehmigung der Freiflächenanlage, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche **[jedoch nicht vor der Erteilung der Baugenehmigung zur Errichtung der Freiflächenanlage, soweit diese gemäß § 35 Abs. 8 BauGB keines Bebauungsplans bedarf, ansonsten vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche der Freiflächenanlage] [oder der Erteilung der Baugenehmigung]** zur Errichtung der Freiflächenanlage.

(…)

**§ 6 Abs. (5)** Für die ~~tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive~~ Strommengen, für die ~~nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen~~ eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragrafen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.

**(6) Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte [können/dürfen] [öffentlich und] bevor Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragrafen geschlossen werden gegenüber den betroffenen Kommunen darlegen, in welcher Art und Weise eine etwaige Beteiligung der Kommune erfolgen soll. Diese Darlegung erfolgt, ohne jedwede direkte oder indirekte Gegenleistung zu erwarten oder fordern zu können. Die Information über die Art und Weise der Beteiligung erfolgt damit ohne jede Absicht, eine Gemeinde dadurch zu irgendeiner Handlung oder Unterlassung zu veranlassen. Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte gehen davon aus, dass diese Information nicht als Vorteil im Sinne der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs gilt.**

Darüber hinaus bestehen Klärungsbedarfe bei der Beteiligung von Verbandsgemeinden, Samtgemeinden oder ähnlichen Zusammenschlüssen am Betrieb von Solarparks. Es sollte eine proportionale Beteiligung ermöglicht werden.

## Zu § 8 Vereinfachter Netzanschluss

Der bne begrüßt die Änderungen in § 8 EEG zur **Vereinfachung von Netzanschlussbegehren** für kleine PV-Anlagen ausdrücklich. Durch diese Änderungen wird das Verfahren zur Anschließung von PV-Anlagen an das Stromnetz **effizienter und transparenter** gestaltet. PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW können schneller und einfacher an das Netz angeschlossen werden. Die Übermittlung des Ergebnisses der **Netzverträglichkeitsprüfung** und die Mitteilung des ermittelten Netzverknüpfungspunkts bieten den Beteiligten eine klarere Orientierung und mehr Transparenz. Das **Recht auf Netzanschluss** am existierenden Netzverknüpfungspunkt, sobald der Netzbetreiber keine geeignete Alternative innerhalb von acht Wochen mitteilt, ist zudem ein bürokratiearmes Mittel, um Anlagenbetreibern einen Netzanschluss **ohne weitere Verzögerungen** zu ermöglichen. Die Umsetzung der EU-Notfall-VO[2] sieht gar eine ambitionierte Frist für „stillschweigende Genehmigung" nach vier Wochen vor. Sie läuft derzeit jedoch ins Leere, da sie an eine ausreichende Kapazität des Verteilnetzes geknüpft ist. Der bne empfiehlt daher eine **Klarstellung, dass der Kapazitätsbezug nicht relevant für die stillschweigende Genehmigung ist**.

Grundsätzlich muss der gesamte **Netzanschlussprozess** von kleineren PV-Anlagen und Energiewende-Technologien **umfassend digitalisiert werden**. Da zum aktuellen Zeitpunkt zu befürchten ist, dass mit den Änderungen des § 8 Absatz 7 im EEG 2023 sowie den bestehenden Regelungen des § 14e Absatz 2 EnWG lediglich **Verfahren rund um Netzanschlussbegehren** digitalisiert werden sollen, muss die gesetzliche Grundlage deutlich machen, dass die Anforderungen sämtliche Netzanschlussprozesse umfassen. **Für Anmeldung und Anschluss**

[2] Vgl. Artikel 4 Abs. 3 VERORDNUNG (EU) 2022/2577, Link

**der Anlagen sind weitere Schritte erforderlich,** die hohe administrative Aufwände verursachen: Dies betrifft insbesondere die **Anmeldung der Anlagen im Marktstammdatenregister, die Fertigmeldung der Anlagen sowie die Abrechnung von Einspeisevergütungen und sämtliche Meldeprozesse für die PV-Direktvermarktung**. Zudem besteht keine gesetzliche Vorgabe, die Anmeldung komplementärer Energiewende-Technologien wie **Speicher** oder **E-Ladesäulen** in den Meldeprozess für PV-Anlagen zu integrieren. Eine **Digitalisierung ohne umfassende Betrachtung der Netzanschlussprozesse** birgt die Gefahr, **dass nur einzelne Prozesse digitalisiert werden** und weitere Schritte zu einem späteren Zeitpunkt **nur kostenintensiv an den neuen digitalen Standard zu digitalen Netzanschlussbegehren** angedockt werden können. Der bne empfiehlt deshalb entsprechende **Änderungen im EEG und EnWG** oder mindestens eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung, dass die Regelungen des § 8 den **gesamten Netzanschlussprozess** umfassen.

Formulierungsvorschlag zu § 8 Absatz 7 EEG

> „(7) Abweichend von Absatz 5 Satz 1 und 2 sowie Absatz 6 Satz 1 sind für Netzanschlussbegehren nach Absatz 1 Satz 2 ab dem 1. Januar 2025 die Sätze 2 bis 6 anzuwenden. Netzbetreiber müssen auf ihrer Internetseite insbesondere die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:
> 1. die Information, in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschluss**prozess**~~begehren~~ bearbeitet wird,
> 2. die Angabe, welche Informationen die Anschlussbegehrenden aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber übermitteln müssen, damit der Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder seine Planung nach § 12 durchführen kann,
> 3. die Kosten, die Anlagenbetreibern durch einen Netzanschluss entstehen, und
> 4. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2a notwendige Ausstattung.
>
> Netzbetreiber müssen ein Webportal zur Verfügung stellen, über das ~~das Netanschlussbegehren nach Satz 1 gestellt und die Informationen nach Satz 2 Nummer 2 übermittelt werden können~~ **sämtliche Informationen für den gesamten Prozess des Netzanschlusses vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung übermittelt werden.**“

Formulierungsvorschlag zu § 14e Absatz 2 EnWG

> „(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens ab dem 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass Anschlussbegehrende von Anlagen gemäß § 8 Absatz 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Letztverbraucher, einschließlich Anlagen nach § 3 Nummer 15d und 25, über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen können, um dort Informationen für ein**en** Netzanschluss~~begehren~~ nach § 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die im Rahmen eines Netzanschlusses nach § 18 erforderlichen Informationen zu übermitteln. **Dies umfasst sämtliche Informationen für den gesamten Prozess vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung.**“

Darüber hinaus muss der Netzanschlussprozess auch für große PV-Anlagen umfassend digitalisiert und standardisiert werden, um den Ausbau im **gewerblichen PV-Aufdachsegment** zu beschleunigen. Hier sollten insb. Netzanschlüsse auf der **110 kW-Ebene** in den Blick genommen werden. **Im 110 kV Verteilungsnetz müssen heute vorhandene Prozessschwächen bei der Netzkapazitätsreservierung- und -freigabe identifiziert**

**und gelöst werden.** Der bne hatte bei der Themensammlung für den Branchendialog im Sommer 2022 zahlreiche Punkte genannt (LINK). Insbesondere die ineffizienten Prozesse zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern müssen geklärt werden.

## Zu § 8 Abs. 7 Direktvermarktung für PV-Speicher ab erstem Tag der Inbetriebnahme

Noch immer sind die Vorlaufzeiten für den Wechsel in die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen und Speicher zu lange und die Prozesse zu bürokratisch. Eine Anlage sollte daher künftig **bereits ab dem Tag der Inbetriebnahme an der Direktvermarktung** teilnehmen können. Für eine erfolgreiche Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlage und Speicher müssen die **zugehörigen Marktlokations-IDs (MaLos)** bei Inbetriebnahme für beide Anlagen vorliegen. Der Anmeldeprozess ist jedoch so geformt, dass dies nicht der Fall ist. Die MaLos sind so etwas wie die Adressen von Anlagen in den Bilanzierungssystemen des Energiesystems. Solange sie unbekannt sind, können viele digitale Prozesse nicht starten. MaLos werden vom VNB erzeugt, jedoch geschieht dies erst nachdem eine Anlage in Betrieb genommen worden ist. So kann die Anmeldung zur Direktvermarktung und die Teilnahme des Speichers am Strommarkt erst Wochen bis Monate nach der Inbetriebnahme erfolgen. Das ist, als bekäme der Kunde von der Telekom zwar einen Telefonanschluss, aber seine Telefonnummer erst Monate später und nur auf Nachfrage mitgeteilt.

Der bne empfiehlt deshalb, eine Anpassung in § 8 Absatz 7 EEG, dass **Netzbetreiber** dem Anschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens **unverzüglich auch die Identifikationsnummer für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt mitteilen**.

Formulierungsvorschlag:

> In § 8 Abs. 7 Nummer 5 EEG 2023 wird folgender Halbsatz ergänzt:
> (…)
> 5. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2a notwendige Ausstattung **sowie die Identifikationsnummer für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt.**

## Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben

Der bne begrüßt die im Solarpaket vorgesehenen Vereinfachung bei der Anlagenverklammerung von PV-Anlagen grundsätzlich: „Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht **hinter demselben Netzverknüpfungspunkt** betrieben werden, nicht als eine Anlage.“ (vgl. Kabinettsentwurf § 9 Absatz 3 EEG). Aus Sicht des bne könnte diese Maßnahme allerdings unbeabsichtigt auch negative Folgen für die Planung von PV-Dachanlagen in vielen **Neubauvorhaben von Quartieren** entfalten. Denn viele Baugebiete verfügen in der Regel nur über einen einzigen Netzanschluss, der vom örtlichen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Quartiere werden demnach regelmäßig als Kundenanlage realisiert.
Bleibt es bei der derzeitigen Formulierung, **würden sämtliche PV-Anlagen innerhalb dieser Kundenanlagen weiterhin zusammengefasst**. In der Folge reduzieren sich Vergütungsansprüche und steigen Anforderungen an die Direktvermarktung des PV-Stroms – es passiert also das Gegenteil von dem, was erzielt werden soll. Für Projektierer bedeutet dies dann, dass sie **PV-Anlagen kleiner dimensionieren** oder weniger Anlagen realisieren würden, weil die modernisierte Verklammerungsregel in dem oben genannten Fall weiterhin

zusammenfassen würde. Der bne empfiehlt daher, den Bezugspunkt für die Anlagenverklammerung auf die **Anschlussnehmeranlage** und nicht auf den Netzanschluss festzusetzen. Bezugspunkt ist dann die elektrische Anlage einer Hausleitung unabhängig davon, ob es sich um einen Netzverknüpfungspunkt zum öffentlichen Netz der Versorgung handelt oder um einen Anschluss innerhalb einer „einfachen" Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG.

Formulierungsvorschlag zu § 9 Abs. 3 EEG:

> „Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind **und die entweder auf, an oder in unterschiedlichen Gebäuden oder nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt** betrieben werden, nicht als eine Anlage."

## Zu § 10a Messstellenbetrieb

Der **bne begrüßt grundsätzlich Erleichterungen bei der Nutzung von Balkonkraftwerken**. Viele Wohnungseigentümer und Mieter wollen sich für Klimaschutz und mehr Energieunabhängigkeit engagieren. **Stecker-PV-Anlagen** erhöhen gerade **in städtischen Gebieten die Sichtbarkeit der PV** und fördern damit wiederum ein Interesse an der PV-Technologie und der Energiewende generell im Umfeld der Anlagen („Ansteckungs-Effekt").[3]

Der in § 10a vorgesehene Meldeprozess als Übergangsregelung für Steckersolargeräte ist zu begrüßen, da hier der **One-Stop-Shop einer einmaligen Meldung der Anlage** durch den Anlagenbetreiber erstmalig im EEG verankert wird und der weitere Informationsaustausch dann auf direktem Weg zwischen BNetzA und Netzbetreibern stattfindet.

Der bne kritisiert in diesem Zusammenhang jedoch ausdrücklich die vorgesehenen **Verordnungsermächtigungen für abweichende Regelungen für die Weitverkehrsnetzanbindung** (siehe Ausführungen zu § 95 EEG).

## Zu § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung

Die Änderung des § 10b Absatz 1 EEG 2023 führt zu einer Lockerung der gesetzlichen Vorgaben der **technischen Ausstattung kleinerer PV-Anlagen** in der Direktvermarktung. So soll die "**Sichtbarkeit der Anlagen**" von bis zu 25 kW regelmäßig ausreichend sein. Diese Änderung wird grundsätzlich begrüßt. Gleichermaßen unterstützen wir ausdrücklich, dass die Entscheidung, ob neben der Messung und Messwertübertragung auch zusätzliche Steuerungsfunktionen umgesetzt werden sollen (z.B. die Steuerung der Batterielade-/Entladeleistung oder die Marktregelung von Anlagen), weiterhin in der **Verantwortung des Direktvermarkters** liegt und im Direktvermarktungsvertrag geregelt werden kann.Vor dem Hintergrund der Wahlfreiheit des Direktvermarkters sollte die verpflichtende Fernsteuerbarkeit jedoch **generell für Anlagen unterhalb der gesetzlich festgelegten Direktvermarktungsgrenze bis 100 kW** entfallen. Direktvermarkter verfügen über zuverlässige Mittel und Technik zur Messung und Bilanzierung dieser Anlagen und sind selbst in der Lage, ihre Einspeisung

[3] Der „Ansteckungs-Effekt" nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, Solarserver, PV-Magazine

**präzise zu prognostizieren**. Eine RLM-Messung ist bei Anlagen bis 100 kW nicht nötig. Im Sinne der Vereinheitlichung und Harmonisierung der EEG-Anlagenklassen empfiehlt der bne daher die zwingende „Sichtbarkeit" und „Steuerbarkeit" durch den Direktvermarkter entsprechend der geltenden Direktvermarktungsgrenzen **auf 100 kW** anzuheben.

Formulierungsvorschlag zu § 10b Absatz 1 EEG:

> „In Satz 1 wird das Wort „Anlagenbetreiber" durch die Wörter „Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als ~~25~~ **100** Kilowatt" ersetzt."

## Zu § 11a Recht zur Verlegung von Leitungen

Der bne **begrüßt ausdrücklich das Wegenutzungsrecht zum Verlegen von Anschlussleitungen von Solarparks (und Windkraftanlagen)**. Diese Maßnahme wird zu einer erheblichen Beschleunigung von Projekten führen und Kosten reduzieren. Eine verfassungsrechtliche Kurzbewertung[4] zum § 11a EEG-Entwurf (LINK) ergibt klar, dass der Vorschlag angemessen ist. Die bisherige Rechtslage war eine Einladung an Grundstückbesitzer, deutlich überhöhte Forderungen für das Recht einer Durchleitung zu stellen. Mitunter wurde die Durchleitung sogar verhindert, was zu großen Umwegen und damit Mehrkosten geführt hat. Die Betreiber von Erneuerbaren- Energien-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung, also bis zum Netzverknüpfungspunkt, selbst planen, errichten und finanzieren.[5] **Unserer Ansicht nach ist die im Gesetzentwurf vorgeschlagene Formulierung praxistauglich.** Dem Entwurf nach sollte im § 11a (neu) Absatz 1 Satz 3 auf den "wirtschaftlich günstigsten Anschluss(punkt)" abgestellt werden. Schon bisher ist die Frage nach dem wirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt regelmäßig ein Anlass von Streit zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Nun käme eine weitere Auffassung hinzu – die des Grundstückseigentümers. Wir regen daher an, dass als alternative Formulierung **"nach § 8 mit den geringsten Kosten"** geprüft wird. Zudem empfehlen wir, dass das Nutzungsrecht ausgeweitet wird und **auch Anschlussleitungen von Speicheranlagen** und **Direktleitungen** zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern umfasst. In der vorgeschlagenen Regelung des § 11a werden Nutzungsrechte von privaten und öffentlichen Grundstücken zusammen behandelt. Gegebenenfalls sollte hier eine Trennung zwischen privaten und öffentlichen Grundstücken geprüft werden, um bei etwaigen Klagen gegen Teile der Regelung eine negative Wechselwirkung zu vermeiden.

## Zu § 11b Recht zur Überfahrt während der Errichtung

Wir begrüßen, dass ein Recht zur **Überfahrt von Grundstücken** während der Errichtung vorgesehen wird. Diese ist insbesondere für die Errichtung von Windkraftanlagen wichtig, aber auch bei Solarparks relevant. Transporte von Material und Maschinen, Transformatoren oder Speichercontainern sind hier ebenfalls nötig. Wir möchten anregen, dass der **§ 11b erweitert und auch für PV-Freiflächenanlagen und Speicheranlagen nutzbar** gemacht wird. Außerdem sollte die Regelung um die **Betriebsphase erweitert** werden, was

[4] bbh, (Verfassungs-)rechtliche Kurzbewertung zu § 11a EEG-Entwurf, (LINK)

[5] Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind Anlagenbetreiber (bzw. Anlagenprojektierer) mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet, um die betriebsnotwendigen Leitungstrassen effizient, schnell und günstig zu realisieren. Daher hatte der bne empfohlen, ein Recht für die Nutzung von Grundstücken zur Verlegung von Leitungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG vorzugesehen, bei angemessener Entschädigung der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer (LINK, Gutachten). Das BMWK hatte im Referentenentwurf vom 22.11.2022 für das Gesetz zu Einführung einer Strompreisbremse einen Vorschlag für die Umsetzung einer Duldungspflicht unterbreitet, der allerdings aus dem Kabinettentwurf gestrichen wurde. Den entsprechenden Ausschnitt aus dem Referentenentwurf vom 22.11.2022 (Vorschlag und Begründung) finden die hier (LINK).

insbesondere bei Windkraftprojekten wichtig ist, aber auch für das Repowering von Wind-/Solarparks oder bei der Ergänzung von Speicheranlagen hilfreich sein kann.

### Zu § 21 Absatz 1 Unentgeltliche Abnahme Abtretung an Aggregatoren

Mit der neuen Vergütungskategorie der **unentgeltlichen Abnahme** erhalten Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von maximal 400 kW (ab 2026 bis 200 kW) künftig die Option, **freiwillig auf EEG-Zahlungen für die Überschusseinspeisung zu verzichten**. Das ist aus bne-Sicht eine **sinnvolle Maßnahme** zur Flexibilisierung der Direktvermarktungsgrenzen. Kleine PV-Anlagen können damit unbürokratischer errichtet und etwaige Probleme aufgrund des Doppelförderverbots umgangen werden. Anlagenbetreiber sollten jedoch **zusätzlich die Möglichkeit** erhalten, den in der Anlage erzeugten PV-Strom auch **unentgeltlich** an einen **Aggregator oder anderen Dienstleister** abtreten zu können. Dies könnte Geschäftsmodelle und Innovationen von Aggregatoren anreizen und dezentrale PV-Anlagen bündeln. Aufgrund der komplexen Anforderungen der Direktvermarktung ist das heute nur mit hohem bürokratischem Aufwand möglich (siehe auch LINK).[6]

### Zu § 21 Absatz 3 Anspruch Mieterstromzuschlag Nicht-Wohngebäude

Die Ausdehnung der **Mieterstromförderung auf Gewerbedächer** wird ausdrücklich begrüßt. Durch die Abschaffung der Diskriminierung von Nichtwohngebäuden bei der Vergabe des Mieterstromzuschlags werden Mieterstromprojekte vereinfacht. Allerdings besteht eine rechtliche Unklarheit in § 21 Absatz 3 Satz 2 fort, da hier weiterhin auf die Maßgabe mindestens 40 % Wohnfläche des Gebäudes abgestellt wird. Dies kann so nicht gewollt sein, denn mit der gesetzlichen Änderung sollen explizit auch Nicht-Wohngebäude in die Mieterstromförderung aufgenommen werden. Die entsprechende Maßgabe ist dann obsolet.

Formulierungsvorschlag zu § 21 Absatz 3 EEG: Satz 2 wird ersatzlos gestrichen:

~~§ 3 Nummer 50 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient.~~

**Räumlichen Verbrauch von Mieterstrom rechtlich klar regeln**

Um Mieterstromförderung **weiter zu vereinfachen**, schlägt der bne zudem vor, den **räumlichen Begriff der Nutzung des Mieterstroms** präziser zu fassen. Der aktuelle § 21 Absatz 3 EEG sieht vor, dass „Gebäude“ und „Nebenanlagen“ als Produktionsstätten für Mieterstrom zugelassen sind. Aus Sicht des bne sollte der **Produktionsort mit dem Verbrauchsort korrespondieren**. Die derzeitige Begrifflichkeit „**Quartier**“ ist rechtlich unscharf. Stattdessen könnte mit dem Zusatz „**ohne Durchleitung durch ein Netz**“ die häufig in der Praxis zu Einzelfallbetrachtung (z.B. bei Kreuzung von öffentlichen Straßen) führende gänzliche Unklarheit beseitigt werden. Der bne empfiehlt, den **Verbrauchsort zu erweitern**, indem § 21 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2023 gestrichen und § 21 Absatz 3 neu gefasst wird.

Formulierungsvorschlag zu § 21 Absatz 3 EEG:

„Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem **Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes** installiert sind,

[6] bne-Stellungnahmen zur PV-Strategie, Teil Abtretung von EEG-Vergütungen an einen Aggregator oder Finanzierer https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/23-03-24_bne_Stellungnahme_zur_PV-Strategie_des_BMWK.pdf#page=25

soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und **ohne Durchleitung durch ein Netz** verbraucht worden ist."

### Zu § 21c Strafzahlung Anmeldung zur Veräußerungsform

Die **Zuordnung der Veräußerungsform** einer PV-Anlage muss laut § 21c EEG dem Netzbetreiber mindestens 32 bis 61 Tage („vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats") vor Erstinbetriebnahme mitgeteilt werden. Andernfalls kann der **Netzbetreiber eine Strafe** von 10 € pro kW installierter Leistung und Kalendermonat, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß vorliegt oder andauert, verhängen (vgl. § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG i.V.m. § 52 Abs. 2 EEG). Die **EU-Notfall-VO hingegen erlaubt die Inbetriebnahme einer Anlage bereits 4 Wochen** nach Anmeldung.[7] Die bestehenden EEG-Regelungen konterkarieren also die Zielsetzung der EU-Notfall-VO, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. So kommt es zur absurden Situation, dass Unternehmen, die 4 Wochen nach Anmeldung mit der Anlage in Betrieb gehen könnten (was EU-rechtskonform wäre), **„künstlich" die Erstinbetriebnahme verzögern müssen**, um Strafzahlungen nach § 52 EEG zu entgehen. Der bne schlägt deshalb vor, dass es **bei Erstinbetriebnahme der Anlage nicht erforderlich** ist, die Zuordnungsform vor Beginn des vorangehenden Monats mitzuteilen. Gleichzeitig sollte klargestellt werden, dass **keine Strafzahlungen gem. § 52 Abs. 2 EEG anfallen**, wenn Anlagen schneller in Betrieb genommen werden können.

### Zu § 24 Absatz 1 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Es ist **positiv, dass die Anlagenzusammenfassung bei der Gebäude-PV im EEG modernisiert wird** und dass Anlagen an verschiedenen Netzverknüpfungspunkten nicht mehr hinsichtlich des EEGs zusammengefasst werden. Auch ist positiv, dass hier Stecker-PV berücksichtigt wird. **Es fehlen jedoch Änderungen bei PV-Freiflächenanlagen**. Mit den zahlreichen Änderungen des EEG 2021/2023 (z.B. Bürgerenergie-Solarparks, Agri-PV etc.) und weiteren Änderungen im Baurecht ("hofnahe PV") ist eine **weitgehende Abschaffung der Anlagenzusammenfassung bei Solarparks hinsichtlich der Problemprävention wichtig**, damit sich künftig nicht PPA-Projekte, EEG-Ausschreibungsanlagen, Bürgerenergieanlagen und hofnahe PV-Anlagen gegenseitig in die Quere kommen. Aufgrund veralteter Regeln bei der Anlagenzusammenfassung wäre zum Beispiel ein zeitgleich entstehender Bürgersolarpark neben einem PPA-Projekt nicht möglich, weil dieser nicht vergütungsfähig wäre. Keinem Kommunalparlament möchte man es zumuten, solche Konflikte auflösen zu müssen. Warum sollte nicht jede Kommune einen Bürgersolarpark als Beteiligungsoption errichten können? Alte Regeln im EEG, wie z.B. die Anlagenzusammenfassung, verhindern dies. Die im § 24 EEG enthaltenen **Fristen von 12 bzw. 24 Monaten sollten daher für alle Solarparks, die keine Bürgerenergiesolarparks oder Kleinanlagen unter 1 MW sind, ausgesetzt oder abgeschafft werden**. Dies würde den Missbrauchsschutz weiterhin gewährleisten. Hier sollte die Klargestellung erfolgen, dass eine "hofnahe PV-Anlage" nach § 35 BauGB oder ein von einer Bürgerenergiegesellschaft errichteter Solarpark nicht mit anderen Solarparks verklammert wird. Dadurch werden Konflikte zwischen EEG-Ausschreibungsprojekten, PPA-Projekten und Bürgerenergie-Solarparks oder "hofnahen PV-Anlagen" unterbunden (z.B. wegen Wartefristen oder Wechselwirkungen hinsichtlich des Vergütungsanspruchs der Anlagen). Bürgerenergieanlagen könnten dann – sofern die Bürgerenergiekriterien eingehalten werden – reibungsfrei in Planungen für Neu- und Erweiterungsprojekte ergänzt und zeitgleich errichtet werden. **Auch sollte im EEG eine Klarstellung erfolgen, dass PPA-Projekte generell nicht Teil der Anlagenzusammenfassung sind**. Dies würde die Verklammerung zwischen förderfähigen Anlagen und förderfreien PPA

[7] Vgl. Artikel 4 Abs. 3 VERORDNUNG (EU) 2022/2577, Link

verhindern und sicherstellen, dass sich PPA- und Bürgerenergie- oder Ausschreibungsprojekte nicht in die Quere kommen. **Nur Bürgerenergiesolarparks (und Solarparks kleiner 1 MW) sollten weiterhin untereinander verklammert werden, damit die beihilferechtlichen Vorgaben für Bürgerenergie nicht unterlaufen werden.** Ein weiteres Hemmnis ist das faktische Verbot für Bürgerenergiegesellschaften, mehrere geförderte Solarkraftwerke auf den Weg zu bringen. Gemäß EEG § 22b (5) dürfen Bürgerenergiegesellschaften (BEG) nach Inanspruchnahme des BEG-Privilegs drei Jahre lang keine geförderte Freifläche mehr umsetzen. Das macht unternehmerisch für engagierte BEG keinen Sinn. Denn aufgebautes Know-how und eine mögliche Projektpipeline verfallen dann. Letztlich ist dies auch ein Grund, weshalb § 22b EEG im Markt wenig Anwendung findet. Mit einer kleinen Änderung könnte dieses Problem gelöst werden, ohne Missbrauch zu riskieren, da die Anforderungen an die BEG ohnehin schon sehr hoch und missbrauchssicher gestaltet sind.

Formulierungsvorschlag zu §22b Absatz 5: Es wird ein Satz geändert:

> **„(5)** Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) dürfen für drei Jahre ab der Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 keine weitere **Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach §22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 [streichen: ~~Förderung~~]** nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen. Eine Teilnahme an den jeweiligen Ausschreibungen nach § 28, § 28a oder § 28b ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.“

## Zu § 28a PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen

**Der PV-Zubau wird auch heute noch durch den Gesetzgeber gedeckelt.** Grund hierfür ist, dass die Ausschreibungsmengen gemäß § 28a EEG jeweils im Folgejahr um jene Zubaumengen verringert werden, die beispielsweise im Segment der förderfreien PPA-Anlagen oder im Bürgerenergie- und Kleinanlagensegment errichtet wurden. Dieser Deckel wurde vor der “Zeitenwende” und der Energiekrise festgelegt und ist im Sinne einer nötigen Entfesselung des Zubaus nicht zielführend. Die **Deckelung sollte daher gestrichen** werden, indem § 28a Abs. 3 Nummer 2b aufgehoben wird.

Zudem sollten die repowerten Mengen (Freiflächenanlagen und künftig bei der Gebäude-PV) nicht angerechnet werden, da für die Erreichung der im Gesetz formulierten Ziele der Nettozubau entscheidend ist und nicht der Bruttozubau.

## Zu § 37 Absatz 3: Gebotsmenge bei den Ausschreibungen (Vorschlag: 100 MW)

Bei PV-Freiflächenanlagen ist die maximal zulässige Größe für Zuschläge auf 20 Megawatt festgelegt. In den Ausschreibungsrunden im Jahr 2023 ist diese Gebotsgröße auf 100 MW verändert worden (§100 Abs (13) EEG 2023). Diese Regelung gilt allerdings nur im Jahr 2023. Ab dem Jahr 2024 beschränkt und verlangsamt die wegfallende Regelung den Ausbau wieder. **In der Praxis ist die Anlagengröße einer Freiflächenanlagen durch die tatsächlichen verfügbaren Flächen und die Genehmigungen im B-Plan-Verfahren ohnehin begrenzt.** Es war in den Ausschreibungen des Jahres 2023 auch nicht der Fall, dass reihenweise 100 Megawatt-Gebote abgegeben wurden. Es gab allerdings zahlreiche Gebote über 20 Megawatt. Über das B-Plan-Verfahren ist die Standortkommune die Herrin der Planung und kann selbst gut entscheiden, welche maximale

Anlagengröße vor Ort auf Akzeptanz trifft. Eine Rückkehr zu den 20 MW hätte absehbar zur Folge, dass große Projekte zeitlich gestückelt würden, was diese zum einen verteuern würde. Zum anderen brächte dies Verzögerungen mit sich, die es erschweren würden, die jährlichen Ausbauziele in den nächsten Jahren zu erreichen.

Wir empfehlen daher, die **Regelung zu entfristen und die maximalen Gebotsgröße bei Freiflächenanlagen dauerhaft auf 100 MW festzulegen**. Die Anpassung sollte für alle relevanten Ausschreibungen gelten (Segment 1, Innovationsausschreibung, Wasserstoffausschreibungen etc.).

Empfohlen wird folgende Neufassung des § 37 Absatz 3 EEG 2023:

> **„In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von 100 Megawatt nicht überschreiten."**

Weiterhin sollten die nachfolgenden Folgeänderungen vorgenommen werden:

> § 38a Absatz 1 Nummer 5 lit. a EEG 2023 wäre wie folgt anzupassen:
> **„[…] soweit bei Freiflächenanlagen die installierte Leistung von 100 Megawatt nicht überschritten wird […]"**

> § 100 Absatz 13 EEG 2013 wäre wie folgt neu zu fassen, um die 100-MW-Grenze umfassend auch auf Bestandszuschläge anwenden zu können:
> **„§ 38a Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a dieses Gesetzes ist für Anlagen nach Absatz 1 anstelle von § 38a Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden."**

Einen ausgearbeitete und begründeten Regelungsvorschlag finden sie hier.

## Zu § 37, § 37d, §38 b, § 94: Den „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen" im Solarpaket erweitern

Die Bundesregierung hat mit dem Solarpaket I wichtige Schritte unternommen, um Solarparks im Einklang mit Naturschutz und Landwirtschaft zu entwickeln. Gut und richtig, aber noch zu zaghaft. **Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen" sollte erweitert werden, um Hauptanteil des geförderten und ungeförderten Solarparkausbaus zu adressieren: Gute Solarparks.** Dafür sind Änderung im Agrarrecht empfehlenswert. Durch eine Erweiterung des Gesetzpakets könnte das Spannungsfeld zwischen Flächen für Energiewende, Landwirtschaft und für Artenvielfalt zu einem großen Teil aufgelöst werden. Der bne setzt sich für zusätzliche Regelungen ein (siehe **Abschnitt Änderungen im Agrarrecht für Solarparks)**, um beim Schwerpunkt des Ausbaus – günstigen, einfachen Solarparks – die Landwirtschaftsverträglichkeit ebenso zu verbessern wie die Naturverträglichkeit.

**Wir empfehlen eine Lösung für die ca. 90% Standardsolarparks finden, damit diese extensiv bewirtschaftet werden.** Zwischen der landwirtschaftlich produktiven Agri-PV und den im Solarpaket angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die **„Extensive Agri-PV" als eigene Klasse** vor. Solche kostengünstigen Anlagen können durch angepasste Bauweise und schonende landwirtschaftliche Pflege die Artenvielfalt in Solarparks großflächig voranbringen und einen neuen Standard setzen, anstatt Nischen zu kreieren. Nach unserem Konzept gingen in solchen Anlagen die Solarparkflächen aus Perspektive der Landwirte in eine **Zeitkapsel**. Nach einer Nutzung als artenreicher Solarpark kann eine Fläche wieder landwirtschaftlich genutzt werden, wenn dies gewünscht ist. Das erhöht die Akzeptanz deutlich. Nötig ist hierfür, die extensive Agri-PV in der GAP-Direktzahlungsverordnung zu verankern, begleitet durch Regelungen im EEG. Konkret sollte im Paragraf 12 der GAP-Direktzahlungsverordnung ergänzt werden, dass **Landwirte auf Solarparkflächen „Artenvielfalt produzieren"** können und dies eine hauptsächlich **landwirtschaftliche Flächennutzung** darstellt. Ein entsprechender Gesetzesvorschlag liegt vor (LINK).[8]

Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen" im Solarpaket (z.B. Neusortierung Segment 1, Agri-PV, Ausweitung Flächenkulisse, …) sollte beibehalten und erweitert werden. Um eine **bessere Landwirtschaftsverträglichkeit des Großteils des Solarparkausbaus sicherzustellen** (Anlagen in der Ausschreibug und PPA-Anlagen, die keine Förderung beanspruchen)**,** kann eine Entschließung hilfreich sein:

**Vorschlag für eine Entschließung:**

> Der Deutsche Bundestag fordert die Bundesregierung auf, ein Konzept vorzulegen, das die Landwirtschaftsverträglichkeit des Ausbaus von PV-Freiflächenanlagen unabhängig der Förderfähigkeit im EEG verbessert, insbesondere hinsichtlich der Doppelnutzung von Flächen in Solarparks für Artenvielfalt und unter aktiver Einbindung der Landwirtschaft („Extensive Agri-PV"). Landwirte sollen dabei Flächen in geeignet konstruierten Solarparks weiter landwirtschaftlich nutzen können, um durch schonende Flächenpflege den Aufbau von Artenvielfalt in zu unterstützen.

**Kritische Würdigung und Hinweis auf erwartbare Entwicklung im Solarparkausbau**
Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen" im Solarpaket 1 ist positiv zu werten. Es sind mit diesem Kompromiss mehrere Entwicklungen erwartbar. Es wird mit dem Solarpaket wahrscheinlich nicht erreicht, dass „gewöhnliche" Solarparks, die weiterhin den Hauptanteil des Ausbaus ausmachen werden, so projektiert werden, dass Artenvielfalt auf den Solarparkflächen entsteht. Auch wird der Ausbauschwerpunkt nicht zur Agri-PV übergehen, allein schon aus Kostengründen. Gleichzeitig wird und soll sich der Ausbau von Freiflächenanlagen weiter beschleunigen, in einer Koexistenz zwischen Förderung/Ausschreibung und dem Ausbau an PPA-Anlagen. Wahrscheinlich ist durch die ausgeweitete Flächenkulisse ein Trend zu kompakt gestellten Solarparks innerhalb der Ausschreibung vorgegeben, bzw. verstärkt sich. Dies wird nicht nur auf Akzeptanz stoßen. Flächensparsamer sind solche Anlagen auch nicht, weil z.B. mehr Flächen für den naturschutzfachlichen Ausgleich

[8] agrilex | Gesetzesvorschlag und Kriterien-Papier Anforderungen an Bauweise und landwirtschaftliche Nutzung einer Extensiven Agri-PV-Anlage. https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/Gesetzesvorschlag_und_Kriterienpapier_EAPV.pdf

vorgesehen werden müssen. Die Verordnungsermächtigung im § 94 zu Biodiversitätssolaranlagen ist wichtig, stellt aber voraussichtlich sehr hohe Anforderungen (sehr biodiverse Anlagen) und adressiert einen zentralen Punkt nicht: Die Flächenbereitstellung für Solarparks erfolgt in der Regel durch Landwirte. Diese würden durch Biodiversitätssolaranlagen einen dauerhaften Flächenverlust erleiden. In bestimmten Fällen kann das funktionieren. Für den Ausbau von etwa einem Gigawatt an Solarparks pro Monat (so das Ziel im EEG, 2026) taugt auch diese Herangehensweise nicht. Auch das andere Extrem der klassischen Agri-PV mit landwirtschaftlicher Produktion, von der es aktuell noch kaum Anlagen gibt, adressiert nicht den Ausbauschwerpunkt. **Ca. 90 Prozent der Solarparks werden durch die vorliegende Lösung noch nicht adressiert**, obwohl sich weite Teile der Branche für mehr Artenvielfalt in Solarparks einsetzen. **Die Lösung des Regelungsknotens zwischen Agrarrecht, EEG und den naturschutzfachlichen Auflagen im Planungsprozess ist erforderlich**. Mit der „Extensiven Agri-PV" wird diese Lösung zur Diskussion gestellt. Wenn sie Teil des Solarpakets 1 (oder 2) wird, würden viele Probleme gelöst.

Vorbereitend kann und sollte im EEG eine Regelung getroffen werden, damit Anlagen, die bereits jetzt eine artenvielfaltfördernde Bauweise umsetzen wollen, zumindest in der bisher definierten EEG-Flächenkulisse konkurrenzfähig werden können. Der neu eingeführte Extensivierungsbonus ist im Solarpaket nur für „Agri-PV" vorgesehen (Kritik des Bonus; siehe §38 b). **Unser Anspruch ist es nicht, den Bonus auch für „Extensive Agri-PV" zu erhalten**. **Entscheidend ist die Einordnung als landwirtschaftliche Flächennutzung, die viel wertvoller ist als ein etwaiger Bonus.** Diese Einordnung als Landwirtschaft ist auch oft der wirkliche Grund, warum Agri-PV-Anlagen entstehen. Sie adressiert die Ursache von Problemen. Es würden dann auch Anlagen konkurrenzfähiger werden, die aktiv und auf der ganzen Fläche Artenvielfalt fördern. Solange man aber nicht den Flächencharakter der Anlagen aus perspektive der Landwirtschaft klärt (siehe Entschließung oben), verbleibt nur die Option, Anreize mit Boni zu erzeugen. Im Solarpaket 1 könnte dies durch Verweisänderungen im § 38 erreicht werden. Im verlinkten Gutachten wird diese Variante diskutiert.[9] Hierbei soll aber betont werden, dass die **ordentliche Abbildung im Agrarrecht (s.o.) effektiver** wäre und der **Bonus im EEG keine Vorzugsvariante ist, da dieser nicht für förderfreie PPA-Anlagen nutzbar ist,** weil diese nicht an einer Ausschreibung teilnehmen.

## Zu § 37: Neuregelungen zur Flächenkulisse (PV-Freiflächenanlagen) und Deckelung

Die Änderungen zur Modernisierung und Konkretisierung der förderfähigen Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen sind sachgerecht. Dass mit dem Solarpaket 1 ein neuer Deckel bei der Bezuschlagungsfähigkeit von Solarparks auf landwirtschaftliche Flächen eingeführt wird (80 Gigawatt Ende 2030, sowie danach 177,5 Gigawatt) ist für den Moment akzeptabel, aber generell nicht wünschenswert, weil unnötige Risiken entstehen. Die **EEG-Ausschreibung ist ein wichtiger Weg, die Finanzierung von Solarparks günstig zu gestalten.** Die Ausschreibung ist mit dem Wettbewerb und dem förderfreien Betrieb von Solarparks im Energiemarkt vereinbar. Mit heutigen Marktwerten werden kaum Marktprämien ausgeschüttet. **Die Verbindung von Ausschreibungszuschlägen mit PPA ist als Finanzierungsvariante bereits heute marktgängig**. Diese Kombination aus Zuschlag und PPA ist aber nur möglich, weil es die EEG-Zuschläge gibt, die den Ausfall des PPA absichern. Und weil PPA „on Top" auf die Zuschläge möglich sind, können günstige Gebote abgegeben werden, da ein PPA die

[9] bbh | Extensive Agri-PV im EEG. LINK

Refinanzierung erleichtert. Es handelt sich um kommunizierende Röhren. Sollten aufgrund externer Effekte Modulpreise steigen (z.B. durch EU-Zölle auf Solarmodulimporte), würde es den kostensensitiven Solarparkausbau als erstes treffen. Ist dann eine Ausschreibung aufgrund einer Deckelung nicht mehr gegeben, geht dies zu Lasten der Akteursvielfalt und zu Lasten von kostenintensiveren Solarparkkonzepten (Agri-PV, etc.).

### Zu § 37c: Öffnung benachteiligter Gebiete, Opt-Out-Regelung

Bislang ist die Berücksichtigung von Geboten von PV-Freiflächenanlagen auf Ackerland oder Grünland, das in einem benachteiligten Gebiet liegt, in den Ausschreibungen nur zulässig, wenn die Landesregierung des entsprechenden Bundeslandes in einer Rechtsverordnung geregelt hatte, dass solche Solaranlagen bezuschlagt werden können. **Die Umkehrung dieser Logik ist sehr sinnvoll im Sinne der Zielerreichung.** Einer Reihe von Bundesländern hatte entsprechende Landesverordnungen nicht erlassen und einige bestehende Rechtsverordnungen sind zu restriktiv ausgestaltet, angesichts der Ausbauziele im EEG 2023. Tatsächlich wirken restriktive Landesverordnungen bereits jetzt ausbaubegrenzend.[10] Mit der vorgeschlagenen Änderung des § 37c EEG steht künftig einerseits eine **grundsätzlich geöffnete Flächenkulisse für die Errichtung von Solaranlagen auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten** bereit, zum anderen bleibt aber den Bundesländern die Möglichkeit belassen, einer aus ihrer Sicht übermäßigen Flächennutzung entgegenzuwirken. Die verknüpfte Regelung, dass die Länder mindestens 1 Prozent (bis 2031), bzw. danach 1,5 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen des jeweiligen Landes Freiflächenanlagen bereitstellen müssen, ist hilfreich, um die Limits der bestehenden Landesverordnungen schnell zu überwinden.

### Zu § 37d: Besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments

Die Neuordnung des Zuschlagsverfahrens im Segment 1 ist gegenüber der heutigen Vorgehensweise vorteilhaft. Hochaufgeständerte Agri-PV und besondere Anlagen, die aktuell in der Kostenkonkurrenz mit klassischen Solarparks in der Ausschreibung nicht bestehen, nun bevorzugt zu bezuschlagen wird entsprechenden Anlagenkonzepten helfen. Die bevorzugte Bezuschlagung sollte nicht weiter als im Vorschlag ausgeweitet werden. Es sollte eine eindeutige Klarstellung erfolgen, dass **Agri-PV-Anlagen mit Trackern** in der bevorzugte Bezuschlagung umgesetzt werden können. Auch sollte geprüft werden, ob Biodiversitätssolaranlagen nach § 94 ebenfalls bevorzugt bezuschlagen werden können (außerhalb der besonderen Solaranlagen).

### Zu §38b: Extensivierungsbonus (bei der Agri-PV)

Der neu eingeführte Extensivierungsbonus ist nur für „Agri-PV“ vorgesehen, die durch den Bonus angereizt etwas extensiver werden soll. Der Bonus auf den anzulegenden Wert soll dabei Kostennachteile ausgleichen, die in Agri-PV-Anlagen entstehen, wenn diese dem Netzbetreiber regelmäßig und per Gutachten nachweisen, dass die Flächen etwas extensiver bewirtschaftet werden. Der Bonus geht an den Anlagenbetreiber, nicht den Flächenbewirtschafter/Landwirt, der die Flächenpflege umsetzt. Dieser wiederum ist aber Landwirt und meldet jährlich in einem Antragsverfahren für die flächenbezogenen Direktzahlungen in der ersten Säule der GAP, was auf den Flächen passiert. Dieses Verfahren ist in jedem Bundesland unterschiedlich. Das Nachweisverfahren im EEG gegenüber den Netzbetreiben ist mit Sicherheit auch nicht einheitlich. Es ist mit viel Bürokratie und

[10] Beispiele: PV-Freiflächenausschreibung vom November 2022: In Hessen und Rheinland-Pfalz könnten keine Zuschläge mehr vergeben werden, das die geringen Kontingente zur Bezuschlagung in benachteiligten Gebieten (Hessen nur 35 MW) schon ausgeschöpft waren, LINK. In der aktuellen Ausschreibung von Dezember 2023 sind in Sachsen keine Zuschläge möglich (LINK) und in anderen Ländern die Kontingente sehr knapp. Nach wie vor wurden keine Länderverordnung erlassen von z.B. Flächenländern wie Brandenburg oder Mecklenburg -Vorpommern.

unklaren Regelungen zu rechnen. Der Bonus kann zu etwas mehr Artenvielfalt in Agri-PV-Anlagen führen, der Erfolg nicht sicher ist. Zu viel Artenvielfalt wird der Bonus aber nicht führen, da der Hauptteil der Solarparks, die tatsächlich artenreich werden können, nicht adressiert wird. Auch ist der Begriff der „extensiveren Solaranlagen mit landwirtschaftlicher Nutzung“ unser Meinung nach unvorteilhaft gewählt, aufgrund der Nähe zum Begriff der „Extensiven Agri-PV“, die in der Branche, bei Landwirten und im Naturschutz diskutiert wird. Diese würde für uns ein schlüssigeres Konzept zur Verbindung von Solarparks mit Landwirtschaft und der Entwicklung von Artenvielfalt darstellen, nebenbei ohne Boni im EEG.

### Zu § 48 Absatz 1 Satz 1: Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind

Im EEG 2023 ist eine Verordnungsermächtigung für Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Gebäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Übergangslösung, die die Errichtung bis zum Erlass der Verordnung erlaubt, ist zu begrüßen. Sinnvoller wäre es aber, die Verordnungsermächtigung gänzlich zu streichen, da diese absehbar zu einem Sammelsurium an Festlegungen führt, die neue Hemmnisse schaffen würde. Eine Verordnung müsste z.B. regeln, wie der Verschattungsgrad anhand von Baumabständen, Schornsteinen etc. sein muss, Vorgeben, in welchem Zustand das Dach sein muss, in welchem Winkel und Himmelsrichtung das Dach stehen muss usw. usf. würde zig Hürden aufbauen und wäre am Ende ein Arbeitsbeschaffungsprogramm für Juristen. Wir dürfen davon ausgehen, dass in den meisten Fällen die Bürgerinnen und Bürger selbst am besten einschätzen können, ob ihr Hausdach, ihre Gartenlaube oder das Gewächshaus am besten geeignet ist.

### Zu § 48 Absatz 2a Meldepflichten Anlagenzusammenfassung

Der bne begrüßt die Änderungen des § 48 Absatz 2a. Dadurch wird die **Anlagenverklammerung** für PV-Dachanlagen weiter entbürokratisiert. Mit der Änderung wird ermöglicht, dass eine Teil- und eine Volleinspeiseanlage auch dann **getrennt betrieben** werden können, wenn sie sich **nicht auf demselben Gebäude** befinden. Zudem begrüßen wir ausdrücklich, dass die **Meldepflichten** reduziert werden. Betreiber von Anlagen, die sowohl eine Volleinspeiseanlage als auch eine Teileinspeiseanlage auf einem Dach betreiben, müssen jetzt **nicht mehr jährlich** dem Netzbetreiber mitteilen, welche Anlage welche Vergütung erhält, sondern nur noch, wenn sich die Zuordnung ändert.

### Zu § 48 Absatz 3 Stichtagsregelung „Solarstadl“

Der bne begrüßt, dass mit der **Stichtagsregel für sogenannte „Solarstadl“** nun Dachflächenpotenziale auf Gebäuden im Außenbereich erschlossen werden können, die zwischenzeitlich (seit Ende der Förderung im Jahr 2012) errichtet worden sind. Bei der Umsetzung dieser Maßnahme sollte jedoch darauf geachtet werden, dass ein **eindeutiger Stichtag für die sogenannten „Solarstadl“** definiert wird. **Der bne begrüßt, dass mit dem Verweis zu § 35 Baugesetzbuch der Tag des Bauantrags als Stichtag zu Grunde gelegt wird.** Damit kann Rechtssicherheit für die Betreiber und Investoren geschaffen und eine willkürliche Auslegung vermieden werden.

### Zu § 48 Repowering PV-Dach in gesetzlicher Vergütung

Wir unterstützen den Vorschlag, Repowering bei Dachanlagen zu ermöglichen, ausdrücklich. Im Gegensatz zum Neubau einer Anlage müssen Dächer nicht mehr vollumfänglich geprüft und präpariert werden. Auf

vorhandenen Flächen kann in geeigneten Projekten deutlich mehr Leistung installiert werden. Je nach Projekt **lassen sich Leistung und Ertrag sogar verdoppeln oder verdreifachen**. Das Repowering von Dachanlagen wird, wie das Repowering von Solarparks, einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten können.

### Zu § 79 Registrierung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen ermöglichen

**Herkunftsnachweise** stellen eine Erlösmöglichkeit außerhalb staatlicher Förderung dar und können deshalb eine wichtige Rolle bei der wirtschaftlichen Marktintegration von Anlagen der erneuerbaren Energien spielen. Derzeit ist das System der Herkunftsnachweise (vgl. § 79 EEG) aber lediglich auf große Anlagen ausgerichtet. Für **kleine Anlagen im Segment < 30 kW sind Herkunftsnachweise kaum zugänglich**, was vor allem auf zwei zentralen Hürden des Herkunftsnachweissystems gründet:

- Herkunftsnachweise werden lediglich für große Scheiben von je einer Megawattstunde vergeben (vgl. § 79 Abs. 5 EEG). Kleinere Anlagen im Segment < 30 kW erreichen dieses Produktionsvolumen jedoch kaum. Herkunftsnachweise sollten deshalb künftig feingranularer, etwa in Scheiben von 100 kWh, vergeben werden können.
- Die Registrierungsgebühren (vgl. Anlage 1 HkRNGebV) sowie die jährlichen Gebühren („Jahresgebühr“, ebd.) für die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters sind für Kleinanlagen unverhältnismäßig hoch. Für eine Kleinanlage mit weniger als 2501 gebührenpflichtigen Vorgängen pro Jahr muss neben einer initialen Registrierungsgebühr von derzeit 120 EUR eine jährliche Gebühr von 50 EUR entrichtet werden.

Um HKN künftig auch dezentralen Anlagen in der **Direktvermarktung** zugänglich zu machen, bedarf es vereinfachter Verfahren nach Art. 19 der RED II (EU/2018/2001). So sollten pauschalisierte Verfahren zur Ausstellung von HKN bei Kleinanlagen nach installierter Leistung in kWp gelten und der Wechsel der Vermarktungsformen automatisiert werden. Zudem **müssen die genannten Gebühren** massiv abgesenkt werden, damit Herkunftsnachweise auch für Kleinanlagen wirtschaftlich zugänglich sind.

### Zu § 88d Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen, Innovationsausschreibung

Es sollte eine Prüfung erfolgen, ob die Innovationsausschreibung des EEGs genutzt werden kann, **nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (NF-SDL) wettbewerblich zu beschaffen** (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, STATCOM Betrieb etc.). Nach den Bestimmungen der Strommarktbinnenrichtlinie sind NF-SDL künftig vorrangig marktlich zu beschaffen. Die Innovationsausschreibung ist eine beihilferechtskonforme und wettbewerblich effiziente Art der Beschaffung von steuerbarer Kraftwerksleistung. Über die Anforderungen an die Anlagenkombinationen (= Solarkraftwerke mit Batteriespeichern) könnte diese Ausschreibung (jährlich > 800 MW) dazu genutzt werden, entsprechende NF-SDL effizient und zügig zu beschaffen. Andernfalls würden die benannten SDL weiterhin nicht wettbewerblich effizient aus konventionellen Alt-Kraftwerken beschafft, die dadurch eine starre Mindesterzeugung erhalten und nicht abgeschafft werden könnten. Auch eine Beschaffung im Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie würde auf Gaskraftwerke oder Gas-KWK hinauslaufen, was höchstwahrscheinlich beihilferechtlich als Ausschreibung nicht möglich sein wird und aus zahlreichen Gründen weder systemisch noch wirtschaftlich wünschenswert ist. Hier ist die Innovationsausschreibung offensichtlich der bessere Ansatz.

### Zu § 94 Verordnungsermächtigung zu Biodiversitätssolaranlagen

Der bne unterstützt das Vorhaben, eine Verordnung für Biodiversitätssolaranlagen zu erlassen und beteiligt sich gerne an der Diskussion zur Ausgestaltung. Wir möchten bekräftigen, dass es sich bei Biodiversitätssolaranlagen nicht um eine Nische handeln soll. Mehr Artenvielfalt in Solarparks soll zum Standard werden und muss auch in PPA-Solarparks und damit unabhängig von der EEG-Förderung funktionieren. Dies ist der Anspruch unserer Branchenselbstverpflichtung Gute Planung – Best Practice von PV-Freilandanlagen. Wir sind der Überzeugung: Auch Artenvielfalt in Solarparks stellt eine Mehrfachnutzung der Fläche dar. Weil Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen errichtet werden, Landwirte die Flächen bereitstellen und bewirtschaften und im Bereich der Landwirtschaft die Flächenfragen zu lösen sind, empfehlen wir zusätzlich zu den Biodiversitätssolaranlagen eine Regelung der „extensiven Agri-PV" im Agrarrecht (siehe Abschnitt „Extensive Agri-PV" bzw. „Biodiversitätsfördernde Agri-PV").

### Zu § 95 Verordnungsermächtigungen Regelungen für Weitverkehrsnetzanbindungen

Die geplante Möglichkeit für das BMWK, durch **Rechtsverordnungen** künftig **weitere (sicherheits-)technische Anforderungen hinsichtlich der kommunikationstechnischen Anbindung von kleinen PV-Anlagen sowie steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** (§19 MsbG) vorgeben zu können, wird scharf kritisiert.
Laut der Gesetzesbegründung darf der Verordnungsgeber dabei nicht nur „qualifizierte" Anforderungen an die vom Smart-Meter-Gateway unabhängige Internetanbindung von Erzeugungsanlagen aufstellen oder die Internetanbindung von Anlagen auf die zwingende Nutzung von Smart-Meter-Gateways beschränken, sondern sogar **eine gänzliche Untersagung einer Internetanbindung von Anlagen (auch rückwirkend!)** aussprechen. Der Fokus liegt hier auf solchen Sachverhalten, bei denen eine Anbindung der Anlagen an das Internet (sog. Weiterverkehrsnetz) nach dem MsbG oder EEG bisher nicht zwingend über ein Smart-Meter-Gateway erfolgen muss, weil es sich nicht um sog. „energiewirtschaftlich relevante Datenkommunikation", sondern lediglich um rein „betriebliche" Datenkommunikationsvorgänge handelt. Die **weitestgehend offen und uneingeschränkt formulierte Ermächtigungsgrundlage** führt zu unkalkulierbaren Risiken für Anbieter und Entwickler von Energiewende-Technologien, die für weite Teile der Branche schädigend wirken. So könnten künftig jederzeit technische Vorgaben geändert werden und existierende Produktlösungen von heute auf morgen nicht mehr den geltenden Anforderungen entsprechen. Der bne hat bereits gemeinsam mit einer Vielzahl weiterer Verbände vor den Auswirkungen der im Gesetzentwurf vorgesehenen Verordnungsermächtigung sowie Änderungen in § 19 Abs. 2 Satz 2 MsbG-E gewarnt (Link). Sollte die Verordnungsermächtigung ausschließlich für den Fall einer akuten **Notfallsituation** gedacht sein, ist dies im Gesetzestext auch zu verankern.

Denn die in der Gesetzesbegründung skizzierten **Bedrohungsszenarien für die Cyber- und Versorgungssicherheit sind nur äußerst vage** beschrieben. Heutzutage existiert bereits eine Vielzahl an internetfähigen elektronischen Endgeräten wie TV-Geräte, Waschmaschinen etc., welche ebenfalls Ziel von Cyberattacken sein könnten, um das Energiesystem zu destabilisieren. Mit Blick auf die **vielfältige Anbieterlandschaft erscheinen koordinierte Cyberattacken äußerst unplausibel**. Darüber hinaus wären neue **Vorgaben in der Praxis weder in der Fläche kontrollierbar noch durchsetzbar**. Die Unsicherheit über mögliche Änderungen an den technischen Vorgaben stellt damit ein unkalkulierbares Risiko für **bestehende und neue Geschäftsmodelle** dar und verhindert eine verlässliche Entwicklung neuer digitaler Lösungen. Damit wird die seit langem von der Branche **eingeforderte Rechtssicherheit** hinsichtlich des Anwendungsumfangs von sicherheitstechnischen Anforderungen, die gerade noch im Frühjahr mit der Novelle des MsbG hergestellt wurde, **wieder zunichte gemacht**. Gleichzeitig läuft der Verordnungsvorbehalt der Zielsetzung der Solar- und Energiepakete diametral entgegen, die eine Beschleunigung des EE-Ausbaus **durch Abbau technischer Hemmnisse** vorsehen.

**Der bne empfiehlt daher, die geplante Ermächtigung zum Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung aus den vorgenannten Gründen ersatzlos zu streichen**. Sollte an den Verordnungsermächtigungen festgehalten werden, müssen zwingend der **Deutsche Bundestag** sowie der **Bundesrat vor einem Erlass beteiligt** werden. Dies ist auch vor dem Hintergrund gerechtfertigt, dass sich Entscheidungen zur Cybersicherheit in der Hoheit der Bundesländer befinden.

Formulierungsvorschlag zu § 95 EEG:

> „2a. (neu) **Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates** unbeschadet der §§ 9, 10b sowie 100 Absatz 3, 3a und 4 Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen […]"

Formulierungsvorschlag zu § 96 EEG „Gemeinsame Bestimmungen":

> „(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund der §§ 88, 88b, 88c, 88d, 88e, 88f, 89, 91, 92, 93 und 95 Nummer 2 **sowie 2a** bedürfen der Zustimmung des Bundestages."

### Zu § 100 Unsicherheiten bei Höchstwerten in Ausschreibungen auflösen, Flexibilität sichern (NZIA)

Die weiterhin hohe Inflation sowie explodierende Kapitalkosten durch die Zinswende führen auch bei PV-Projekten zu deutlichen Preissteigerungen. So stieg der EZB-Leitzins seit Mitte 2022 von 0 auf 4,5 Prozent. Gerade kleinere Akteure (KMU, Stadtwerke, Genossenschaften) haben mit Blick auf gestiegene Zinsen immer mehr mit der Akquisition von Fremdkapital zur Realisierung neuer EE-Projekte zu kämpfen. Das aktuelle Ausschreibungsdesign bildet diese Preisentwicklungen leider nur unzureichend ab.

Die Bundesnetzagentur hat zwar erfreulicherweise 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 PV-Ausschreibungen des ersten Segments im Jahr 2023 auf 7,375ct/kWh angehoben. Aufgrund gesunkener Modulpreise und hohen Wettbewerbs liegen die Zuschläge inzwischen wieder unterhalb der Höchstwerte. 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. Daher sollte der Gesetzgeber erneut intervenieren und **festlegen, dass die Bundesnetzagentur auch über den noch vorgesehenen Zeitraum hinaus Gebotshöchstwerte für anheben kann**. Dieser Spielraum sollte schon deswegen vorhanden sein, um ggfs. auf EU-Zölle auf Solarmodulimporte reagieren zu können, die die Kosten für Solarmodule massiv anheben können. Ein weiteres Risiko besteht in den Vorgaben des Net-Zero-Industry-Acts (NZIA). Diese Vorgaben können ähnlich wie Zölle die Kosten für die Erzeugung der Solarstromerzeugung deutlich anheben. Der ITRE-Ausschuss des EU-Parlaments hält die Mitgliedsländer in seiner NZIA-Beschlussfassung sogar ausdrücklich dazu an, für die mit dem NZIA verbundenen Mehrausgaben bei Ausschreibungen zusätzlich Geld bereit zu stellen. Um gesonderte Gesetzgebungsverfahren im Kontext von Zöllen oder des NZIA zu vermeiden, bietet es sich an, der BNetzA ausreichend Spielräume einzuräumen, um relevante Kostenerhöhungen bei der Auslegung der Höchstwerte berücksichtigen zu können.

In der **Innovationsausschreibung** wurde eine Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie vorgenommen, aber der Höchstwert nicht entsprechend angepasst. Das BMWK sollte eine angemessene Höhe berechnen und die Anpassung des Höchstwerts veranlassen.

# Zu Artikel 2 EnWG

## Zu § 42a EnWG: Mieterstromverträge

Wie bereits oben ausgeführt, begrüßt der bne die **Ausdehnung von Mieterstromverträgen ohne Preisobergrenze (POG) auf nicht-wohnliche Räume**. Mit der Angleichung der **Kündigungsbedingungen bei Mieterstromverträgen** an des § 309 Nr. 9 BGB bedarf es künftig **keiner expliziten vertragsrelevanten Regelungen** im EnWG § 42a mehr. Der bne empfiehlt daher die ersatzlose Streichung des § 42a Absatz 3.

Formulierungsvorschlag zu § 42a Absatz 3 EnWG:

„§ 42a Absatz 4 EnWG wird ersatzlos gestrichen."

Aus Sicht des bne sollte die Vorgabe zur **Preisobergrenze nun generell für geförderte Mieterstromprojekte entfallen**. Die sogenannte POG wurde als Element des Verbraucherschutzes in die Mieterstromförderung eingezogen. Demnach erhält nur derjenige die Mieterstromförderung, der den Mieterstromtarif zu maximal 90% des Grundversorgungstarifes anbietet. Dabei sind Mieter jedoch grundsätzlich in der Wahl ihres Stromanbieters frei und damit vor überteuerten Tarifen geschützt. Gleichzeitig bedeutet die Vorgabe für **Mieterstromanbieter Bürokratie**. Sie müssen nämlich 20 Jahre lang die sich beständig ändernden Grundversorgungstarife beobachten, nachzeichnen, form- und fristgerecht den eigenen Kunden gegenüber mitteilen sowie jedes Mal Sonderkündigungsrechte einräumen. Da die Mieterstromförderung nur auf die gelieferte Arbeit wirkt (ct/kWh), die Preisobergrenze hingegen auch auf den Grundpreis (EUR/Monat), ist zudem die geschätzte und bei Ablesung festgestellte tatsächliche Verbrauchsmenge zu hinterlegen und zu prüfen. Die Vorgaben der **Strom- und Gaspreisbremsengesetze** machen die praktische Umsetzung noch komplizierter, da Mieterstromtarife **mit staatlich subventionierten Energiepreisen konkurrieren** müssen. Aufgrund der vergangenen und in absehbarer Zeit sehr **volatilen Marktlage** besteht ständig die Gefahr, unverschuldet die Grenze zu überschreiten. All dies führt zu einem immensen Bürokratieaufwand bei Netzbetreibern und Lieferanten – und im Ergebnis dazu, dass heute mangels der Informationen und Systeme bei den VNB **de facto die POG nicht einmal überprüft werden** kann. Es ist daher dringend geboten, die 90%-Grenze gegenüber Grundversorgertarifen abzuschaffen und damit mehr Flexibilität zu schaffen. Der bne empfiehlt die **ersatzlose Streichung des § 42a Absatz 4 EnWG**.

Formulierungsvorschlag zu § 42a Absatz 4 EnWG:

„§ 42a Absatz 4 EnWG wird ersatzlos gestrichen."

Mit der **Streichung des „90%-Kriteriums"** wird Bürokratie abgebaut, rechtliche Unsicherheit abgeschafft und unkalkulierbare Preisrisiken verringert. **Letztverbraucher**, die ohnehin völlig frei ihren Stromlieferanten wählen können, **bleiben auch weiterhin** geschützt. **Mieterstromanbieter** werden auch **weiterhin im eigenen**

**Interesse ein preisgünstiges Produkt** anbieten müssen, da sie mit klassischen Stromtarifen im Wettbewerb stehen.

### Stromsteuerbefreiung für Mieterstrom Lieferkettenmodell

Im EEG 2021 wurde klargestellt, dass auch im sogenannten **Lieferkettenmodell** ein Anspruch auf Mieterstromzuschlag existiert. Allerdings können anders als in einem direkten Lieferverhältnis zwischen Wohnungsunternehmen und Endabnehmer, Anbieter hier keine **Stromsteuerermäßigung gemäß § 9 Absatz 1 Nr. 3 b StromStG** in Anspruch nehmen. Der bne empfiehlt deshalb, die Stromsteuerbefreiung auch auf das Lieferkettenmodell auszuweiten. Damit werden **gleiche Wettbewerbsbedingungen** geschaffen und die Umsetzung von Mieterstromprojekten auch mit mehreren Dienstleistern bürokratieärmer. Im Rahmen des Lieferkettenmodells sind in der Regel drei Schlüsselakteure beteiligt: der Betreiber der Anlage bzw. der Vermieter, der Energiedienstleister (der nun auch der Stromlieferant für Mieter ist) und schließlich die Mieter selbst, die den Strom verbrauchen. Ein Vorteil dieses Modells ist, dass die **Rolle des Strom-lieferanten** an einen Dritten weitergegeben wird, der Kenntnisse und Erfahrungen im Energiemarkt hat.

### Zu § 42b EnWG (neu): Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Der bne **begrüßt die Regelungen zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung** ausdrücklich. Im Rahmen des Modells können Letztverbraucher elektrische Energie aus einer Gebäudestromanlage **künftig einfacher und bürokratieärmer** nutzen. Dem vorgesehenen Modell gelingt dabei der Spagat zwischen möglichst einfachen Regelungen für Anlageneigentümer auf der einen Seite und maximaler Wahlfreiheit von Nutzern des vor Ort erzeugten Stroms auf der anderen Seite. So werden die **Kennzeichnungs- und Abrechnungsverpflichtungen** im Sinne des EnWG in dem Modell deutlich vereinfacht. Gleichzeitig behalten alle Letztverbraucher die Möglichkeit, sich diskriminierungsfrei von Dritten beliefern zu lassen.
Der bne sieht jedoch noch Bedarf für weitere Verbesserungen:

**Informationsfluss zwischen Marktpartnern sicherstellen**
Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist es dringend erforderlich, dass sämtliche **Marktkommunikationsprozesse zwischen den Marktpartnern** eindeutig definiert sind. Ansonsten laufen Reststromlieferanten Gefahr, nicht rechtzeitig über die Umsetzung des Modells informiert zu werden. Die Bundesnetzagentur sollte nach Inkrafttreten des Gesetzes unverzüglich ein entsprechendes Festlegungsverfahren starten unter breiter Beteiligung der Branche. Es braucht entsprechende Klarstellungen im EnWG, die die **Kennzeichnungs- und Stromlieferverpflichtungen** von Reststrom-Lieferanten gegenüber Letztverbrauchern energiewirtschaftlich sauber und transparent regeln.

**Anwendungsbereich der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung breit fassen**
Die Vorgaben für die Nutzung des Gebäudestroms sind aus Sicht des bne noch zu eng gefasst. Bleibt es bei der Formulierung wird die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung hinsichtlich ihrer **Einsatzmöglichkeiten beispielsweise in Quartieren sowie zum Beladen von Elektrofahrzeugen eingeschränkt**.

Bleibt es bei der Begrenzung auf Gebäuden ohne Durchleitung durch ein Netz, könnten regelmäßig Reihenhäuser keine gemeinschaftliche Versorgung organisieren, da einzelne Treppenhäuser über einen gesonderten Netzanschluss verfügen. In der Folge könnten die Bewohner keine zusammenhängende Dachfläche für Photovoltaik

nutzen, sondern müssten kompliziert jeweils für den einzelnen Treppenaufgang aufwändige und teure Technik verbauen.

Der bne empfiehlt daher, im neuen § 42b Absatz 1 EnWG den Installations- und Verbrauchsort der Anlage zu erweitern und die Möglichkeit einer Umsetzung im Rahmen einer **Kundenanlage** zu ermöglichen.

So wird zum einen sichergestellt, dass eine gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in baulich zusammenhängenden Gebäuden möglich wird. Zum anderen können **auch Nebengebäude wie beispielsweise Garagen oder Carports in die Nutzung** miteinbezogen werden und E-Ladesäulen z.B. in Tiefgaragen mit dem PV-Strom betrieben werden, wenn sich die Gemeinschaft für die Umsetzung im Rahmen einer Kundenanlage entscheidet.

**Die Anpassung wäre zudem als europarechtskonform einzustufen.** Die Ausweitung des Verbrauchsorts in der Nähe der Gebäudestromanlage ist zudem **europarechtlich gedeckt** und steht in Übereinstimmung mit Artikel 2 Nr. 8 EltRL[1] (in der derzeitigen Fassung) „Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen“ sowie Artikel 21 Absatz 2b) „an Ort und Stelle“[2] der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie sowie dem aktuellen Verhandlungsstand zur Neufassung der RED III in Artikel 15a Absatz 2 „produced on site or nearby“[3].

Formulierungsvorschlag zu § 42b Absatz 1 EnWG:

> „(1) Ein Letztverbraucher kann elektrische Energie, die durch den Einsatz einer Gebäudestromanlage erzeugt wurde, die in, an oder auf demselben Gebäude oder innerhalb einer Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG installiert ist, in dem der Letztverbraucher Mieter von Räumen, Wohnungseigentümer im Sinne des § 1 Absatz 1 des Wohnungseigentumsgesetzes oder sonst Eigentümer von Räumen ist, nutzen, …“

**Exkurs: Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Gewerbesteuer**
Darüber hinaus wurden die **gewerbesteuerrechtlichen Auswirkungen** nicht vollständig bedacht. Zwar soll mit dem Entwurf des Wachstumschancengesetzes eine Gewerbesteuerbefreiung für Genossenschaften und Vereine verankert werden. Für den Gebäudeeigentümer als Unternehmer im Sinne des Gewerbesteuergesetz (GewStG) ist jedoch nicht geregelt, dass diese Versorgung als **unschädliche Nebentätigkeit** gesehen wird (insofern die daraus erzielten Einnahmen bei der Berechnung der Gewerbesteuer gekürzt werden können, wenn sie nicht höher als 10 Prozent der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes sind (vgl. § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. b) aa), bb) GewStG). Denn im § 9 GewStG werden nur Erzeugungsanlagen nach dem EEG genannt. Gebäudeeigentümer, die sich für die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung gem. § 42b EnWG entscheiden, **sollen nicht schlechter gestellt werden als Gebäudeeigentümer, die Mieterstrom nach dem EEG durch solche Anlagen erzeugen**. Für eine Ungleichbehandlung gibt es keinen sachlichen Grund. Vielmehr sollte zur möglichst breiten Nutzung von PV-Strom beide Modelle steuerrechtlich gleichbehandelt werden.

Formulierungsvorschlag zu § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. b) Gewerbesteuergesetz

[1] Vgl. Artikel 2 Nr. 8 EltRL 2023/0077 (COD), Link
[2] Vgl. Artikel 21 Absatz 2b RICHTLINIE (EU) 2018/2001, Link
[3] Vgl. Article 15a Abs. 2 “Mainstreaming renewable energy in buildings” 2021/0218(COD), Link

bb) (neu): im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Erzeugungsanlage, die aus solarer Strahlungsenergie elektrische Energie erzeugt, die ganz oder teilweise im Rahmen eines Gebäudestromnutzungsvertrags durch teilnehmende Letztverbraucher gemäß § 42b Absatz 1 verbraucht wird.

### Zu § 49d EnWG (neu): Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen

Der bne begrüßt, dass der Gesetzgeber mit § 49d die gesetzliche Grundlage zum Aufbau eines **zentralen Registers zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen und Energieanlagenteilen** schafft. Beim Aufbau und Betrieb des Registers muss dabei großer Wert auf eine möglichst **bürokratiearme Umsetzung** gelegt werden. Hier sollten **digitale Schnittstellen für die Branche** geschaffen werden, die **transparent, klar und deutlich** dokumentiert sind. Typische Energieanlagen und Energieanlagenteile sollten **bereits im System angelegt** sein, um die Eingabe zu beschleunigen. Das neue Register sollte zudem perspektivisch auch zur **standardisierten Anlagenzertifizierung** genutzt werden (siehe auch Punkt Anlagenzertifizierung (Anlagenzertifikat A und B)).

# Zu Artikel 3 MaStRV

**Zu § 8 MastRV: Recht auf digitale Schnittstelle zum Marktstammdatenregister**

Die Anmeldung im Marktstammdatenregister ist weiterhin aufwändig. Hierbei ist in vielen Fällen so viel Fachkenntnis erforderlich, dass der Installateur dies vornehmen muss. Die Anmeldung im MaStR muss zudem **händisch** erfolgen, **obwohl sämtliche Daten digital** bereits vorliegen. Vielfach verlangen VNB erst eine schriftliche Bestätigung der Anmeldung zum MaStR vor Inbetriebnahme oder Ausschüttung der Einspeisevergütung. Die Möglichkeit einer eigenen VNB-Schnittstelle zum MaStR nutzen sie nicht.

Der bne empfiehlt daher, dass die **Eintragungen durch den Installateur oder Dienstleister** über eine **digitale Schnittstelle (API)** zum MaStR erfolgen können. Beim MaStR registrierte Dienstleister und Installateure haben ein Recht auf eine Schnittstelle zur Befüllung des Marktstammdatenregisters. Anlagenbetreiber können andere Marktrollen zum Nachweis der Eintragung im MaStR auf das MaStR selbst verweisen und müssen keinen separaten Nachweis auf Papier erbringen.

Formulierungsvorschlag § 8 Absatz 2 (neu) MaStRV:

„Beim MaStR registrierte Dienstleister und Installateure haben ein Recht auf eine digitale Schnittstelle, Daten und andere Informationen an das Marktstammdatenregister zu übermitteln."

# Verfahrensvereinfachung Anlagenzertifikate

Wir begrüßen, dass das Verfahren beim Anlagenzertifikat Typ B im Rahmen der NELEV-Reformen beschleunigt und vereinfacht wurde sowie eine Datenbank für Einheitenzertifikate aufgebaut wird. **Insgesamt halten wir**

**die Prozesse zur Anlagenzertifizierung weiterhin für ungeeignet, z.B. hinsichtlich der Bürokratie und der Fokussierung.** Die Neuregelung der NELEV zu Anlagenzertifikaten „unter Auflage" und die Anpassung der Schwellwerte hat das grundlegende Problem leider nicht gelöst. Auch wurde in der Debatte um die Zertifizierung bisher komplett der **Engpass bei der Erstellung von Anlagenzertifikaten Typ A für Anlagen größer 950 kW ausgeblendet**. Solche größeren Anlagen haben einen bedeutend größeren Einfluss auf die Netzstabilität. Ein weiteres Problem sind stellt die **Anlagenänderung dar, z.B. bei einer Erweiterung oder beim Repowering (**sowohl beim Typ A als auch bei Typ B). Zum Beispiel wäürde durch die nachträgliche Integration von Speichercontainern in Solarparks oder die Integration von Speichern in Betrieben mit zertifizierungsrelevanten PV-Anlagen regelmäßig ein neues Zertifikat erforderlich sein, je nach Größe vom Typ B oder Typ A. Das wird Retrofitting mit Speichern vermeiden und Personalkapazität auf allen Ebenen binden (Anlagenbetreiber, VNB, Zertifizierer). Die Prozesse sind nicht effektiv. Deshalb regen wir einen **neuen Ansatz in der Debatte um das Anlagenzertifikat Typ B** an: Man könnte **Installationsunternehmen als "Zertifizierungs-ready" einstufen, hinsichtlich der Errichtung von Anlagen, die ein Anlagenzertifikat B benötigen** (bis 950 kW). Bei diesen Unternehmen, die z.B. in eine erste einfache Form eines zentralen Installateursverzeichnisses eingetragen werden, könnte man eine Regelung finden, dass deutschlandweit jeder Netzbetreiber davon ausgehen kann, dass eine Erzeugungsanlage (bis 950 kW) oder eine "Mischanlagen" technisch korrekt parametriert an das Netz angeschlossen wird. **"Zertifizierungs-ready"-Unternehmen** sollten Anlagen sofort in Betrieb nehmen dürfen und eine korrekte Zertifizierung (Typ B) in einer angemessenen Frist und Form nachgereichen. Bei Anlagenzertifikaten Typ A sollten ebenfalls Vereinfachungen geprüft werden.

# Empfehlungen zum Energy Sharing

Der bne unterstützt ausdrücklich die Idee des Energy Sharings, das Bestandteil der PV-Strategie ist. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG ist ein erster Schritt in Richtung Energy Sharing. Der bne weist aber ausdrücklich darauf hin, dass im Sinne des Energy Sharings **weiterer Handlungsbedarf existiert, der noch nicht mit dem vorliegenden Gesetzentwurf umgesetzt wird**. Angesichts des zunehmenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird deren systemorientierte Regulierung im Energiesystem immer wichtiger. Es bedarf eines praxistauglichen rechtlichen Rahmens, der Wettbewerb und Innovation der dezentralen Flexibilitätsoptionen anreizt und Kundinnen und Kunden zur aktiven Partizipation an der Energiewende ermutigt. Ein wesentlicher Schritt in diese Richtung stellt ein **praxisorientierter Rahmen für Energy Sharing** dar, wie ihn der bne vorschlägt (LINK).[11] Aus Sicht des bne sind noch viele Fragen rund um das Energy Sharing offen, so dass **Energy Sharing Bestandteil des zweiten Solarpakets** werden sollte. Im Folgenden werden einige Grundsätze aus bne-Sicht dargestellt, sowie Handlungsempfehlungen gegeben:

Unter **Energy Sharing als Form der gemeinschaftlichen Vor-Ort-Versorgung** verstehen wir das Recht von Haushalten, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen, sich aktiv an der gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu beteiligen und Strom über das **Netz der öffentlichen Versorgung bis zu einer definierten Netzebene lokal zu teilen.**

Die **Vor-Ort Gemeinschaft** kann die rechtliche Basis ihres Zusammenschlusses durch private

[11] bne-Impulspapier Energy Sharing System, Die Energiewende vor Ort einfach, unbürokratisch und skalierbar umsetzen https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/bne-Impulspapier_Energy-Sharing_System.pdf

Vereinbarungen selbständig festlegen. Energy Sharing im Rahmen der Vor-Ort Versorgung steht dabei nicht im Gegensatz zu Energy Sharing im Rahmen von Bürgerenergiegesellschaften. Im Gegenteil: Die nötigen energiewirtschaftlichen Bilanzierungsmodelle sind grundsätzlich auch auf Energy Sharing im Rahmen von Bürgerenergiegesellschaften unter zum Teil
abweichenden Randbedingungen übertragbar.

**Gemeinschaftliche Vor-Ort Versorgung wird nötig** bei der absehbar hohen Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen. Es ist dringend geboten, auf einfache Art und Weise den Verbrauch und die Erzeugung vor Ort besser aufeinander abzustimmen, wobei für gute Konzepte die Netznutzung genauso nötig ist wie eine saubere Bilanzierung. Auch trägt gemeinschaftliche Vor-Ort Versorgung dazu bei, vorhandene Dachflächenpotenziale für PV besser auszuschöpfen.

Sie schafft ein Umfeld für innovative Lösungen der Energiewirtschaft und ermöglicht die Integration von Energiewende-Technologien vor Ort. **Bei entsprechender Ausgestaltung der Rahmenbedingen reduziert sie zudem den Druck auf den Netzausbau bzw. hilft mit Limitationen besser umzugehen.** Sie ermöglicht damit eine dezentrale Transformation, getrieben von privatwirtschaftlichem Engagement und lokalen Gemeinschaften.

Eine konkrete Ausarbeitung eines Energy-Sharing-Konzepts muss Vorschläge zu **Zugangsvoraussetzungen zur Teilnahme an einer Vor-Ort Versorgungsgemeinschaft** sowie **Festlegungen zu technischen Vorrausetzung** für das Messen und Zählen enthalten. Es muss aufzeigen, welche technischen Anforderungen erfüllt sein müssen, um den Energieverbrauch und die Stromerzeugung innerhalb der Gemeinschaft bilanziell sauber, transparent, aber gleichzeitig so bürokratiearm wie möglich zu erfassen. Auch müssen die typischen Rechte und Pflichten von Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften auf und steuer- und energierechtliche Implikationen für die Teilnehmenden berücksichtigt werden.

Handlungsempfehlungen:

1. **Rechtliche und gesellschaftsrechtliche Grundlagen für Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften**
   - Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften sollten keine eigenständige Rechtsform benötigen und durch private Vereinbarungen organisiert werden. Sie können als Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) oder Verein gegründet werden.
   - Ein Vor-Ort Versorgungsvertrag als vertragliche Grundlage ist empfohlen, mit einer Bindungsfrist von in der Regel zwei Jahren.
   - Die Teilnahme sollte einem breiten Personenkreis offenstehen, wobei Unternehmen mit einem primären Zweck der Energieversorgung ausgeschlossen werden können.

2. **Technische Randbedingungen:**
   - Eine Begrenzung der maximalen Anzahl von Haushalten und Unternehmen einer Gemeinschaft auf 500 Zählpunkte wird empfohlen, um den dezentralen Charakter zu stärken.
   - Die Integration von Speichern in die Versorgungsgemeinschaften sollte ermöglicht werden, um Vorteile der virtuellen Bilanzierung und Lastverschiebungspotenziale zu nutzen.

- Die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (iMSyS) wird als messtechnische Voraussetzung für die Teilnahme an einer Energy Sharing Gemeinschaft empfohlen. Hierbei sollte eine Übergangsfrist für die Installation des iMSyS vorgesehen werden.

**3. Netzentgelte und ihre Anpassung:**

- Für die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing-Projekten sind die Kosten für die Verteilung des gemeinschaftlich erzeugten Stroms über ein Netz entscheidend. Eine pauschale Reduktion der Netznutzungsentgelte um 25 Prozent für alle Stromlieferungen innerhalb der Gemeinschaft wird vorgeschlagen. Damit würde der gleichzeitigen Erzeugung und Nutzung des Stroms auf der niedrigen Netzebenen Rechnung getragen.
- Perspektivisch sollten variable Flexibilitätsprämien des Netzbetreibers eingeführt werden, um netzdienliches Verhalten zu fördern. Eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik könnte erforderlich sein, um die Effizienz und das Potenzial von Vor-Ort-Versorgungskonzepten zu steigern.

# Empfehlungen zu Speichern

Batteriespeicher erbringen wichtige energiewirtschaftliche Leistungen, die durch den Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien dringend benötigt werden. Bislang erschweren regulatorische Hürden den Marktzugang. Um das wertvolle Flexibilitätspotential von Speichern für den Energiemarkt nutzbar zu machen, müssen Unsicherheiten im EnWG bereinigt, das Ausschließlichkeitsprinzip abgeschafft und Doppelbelastungen mit Netzentgelten beendet werden. Wir empfehlen die Erarbeitung einer umfassenden Speicherstrategie. Vorschläge hierfür finden Sie in unserer Stellungnahme zur Solarstrategie[12] sowie im Impulspapier des PV Think-Tank: „Deutschland braucht eine Speicherstrategie“.[13]
Der bne begrüßt die Fristverlängerung der Netzentgeltbefreiung bei Großspeichern im EnWG um drei Jahre. Dies gibt der Bundesnetzagentur ausreichend Zeit, im Rahmen einer Netzentgeltereform die Rahmenbedingungen für Netzentgelte weiterzuentwickeln.

# Änderungen im Agrarrecht für Solarparks

Zwischen der klassischen landwirtschaftlich produktiven Agri-PV und den im Solarpaket 1 angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die **„Extensive Agri-PV“ als eigene Klasse** vor. Solche Anlagen sind kostengünstig und bringen durch **angepasste Bauweise** und **schonende landwirtschaftliche Pflege** die **Artenvielfalt in Solarparks in der Fläche** voran. Solarparkflächen in entsprechend geplanten Anlagen gingen aus Perspektive der Landwirte in eine **Zeitkapsel**. Sie sind und bleiben landwirtschaftliche Flächen und können

[12] bne-Stellungnahme zur Photovoltaik-Strategie, Teil Speicher: https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/23-03-24_bne_Stellungnahme_zur_PV-Strategie_des_BMWK.pdf#page=25
[13] https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2023/06/PV-TT_Impuls_Deutschland-braucht-eine-Speicherstrategie.pdf

nach der Nutzung als artenreicher Solarparkfläche wieder klassisch landwirtschaftlich genutzt werden. „Extensive Agri-PV“ integriert die Flächenpflege für Artenvielfalt durch Landwirte in die Landwirtschaft, kombiniert mit dem Solarparkausbau. Der Landwirtschaft wird keine zusätzliche Fläche entzogen, weil z.B. der naturschutzfachliche Ausgleich regelhaft auf denselben Flächen stattfinden kann und keine weitere (Landwirtschafts-)Fläche beansprucht. Auch löst das Konzept zahlreiche weitere Probleme in Landwirtschaftsbetrieben mit Solarparks auf, z.B. Fragen im Agrarförderrecht, oder zur steuerlichen Einordnung der Flächen im Rahmen von Hofübergaben. Es besteht zwischen Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Naturschutz Konsens in der Sache, dass Solarparks artenreicher werden sollen.
In den Begrifflichkeiten gibt es zurzeit Unschärfen.

### Zu §12 GAPDZV: Erweiterung um „Extensive Agri-PV“ bzw. „Biodiversitätsfördernde Agri-PV“

Zwischen der landwirtschaftlich produktiven „klassischen Agri-PV“ und den im Solarpaket angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die „Extensive Agri-PV“ vor. Sie ist die **Variante der Agri-PV, in der Landwirte auf den Solarparkflächen „Artenvielfalt produzieren“**. Solche kostengünstigen Anlagen können durch angepasste Bauweise (breite Reihen, Maßnahmen für ausreichend Licht und Wasser etc.) und schonende landwirtschaftliche Pflege die Entwicklung der Artenvielfalt im gesamten Solarparks großflächig voranbringen. Die „Extensive Agri-PV-Anlage“ sollte im § 12 GAPDZV ergänzt werden, d.h. auch außerhalb des EEGs klar geregelt werden. Dies ist wichtig, um eine Regelung auch für PPA-Solarparks anwenden zu können.
Kern der Regelung: **„Extensive Agri-PV-Anlagen“ sollten eine hauptsächlich landwirtschaftliche Flächennutzung darstellen**, ergänzt um einfache Kriterien für die Anlagen (Bauweise und Bewirtschaftung). In einem **Vorschlags- und Kriterien-Papier**[14] empfehlen wir folgende Änderungen in der GAP-Direktzahlungsverordnung (GAPDZV), konkret:

**§ 12 Abs. 4 Nummer 6 GAPDZV** wird wie folgt geändert:
In § 12 Abs. 4 Nummer 6 werden hinter „Agri-Photovoltaik-Anlage“ die Wörter
„oder Extensive Agri-Photovoltaik-Anlage“ eingefügt

**§ 12 GAPDZV wird wie folgt ergänzt:**
Nach Absatz 5 wird folgender Absatz 6 neu eingefügt:

Eine Extensive Agri-Photovoltaik-Anlage im Sinne des Absatzes 4 Nummer 6 ist eine auf einer vormals intensiv genutzten landwirtschaftlichen Fläche errichtete Anlage zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie, die

1. aufgrund ihrer Anordnung der Solaranlagen auf der Fläche und der dadurch geschaffenen Lichtverhältnisse auf dem Boden sowie der Möglichkeit der homogenen Wasserverteilung eine landwirtschaftliche Nutzung ermöglicht, die in ihrer Konzeption nach den geltenden Maßstäben auf die Förderung der Artenvielfalt ausgerichtet ist, wie insbesondere durch

   a) die Bereitstellung von Flächen zur Verbesserung der Biodiversität und Erhaltung von Lebensräumen oder

[14] agrilex | Gesetzesvorschlag und Kriterien-Papier zu Anforderungen an Bauweise und landwirtschaftliche Nutzung einer extensiven Agri-PV-Anlage. https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/Gesetzesvorschlag_und_Kriterienpapier_EAPV.pdf

b) die ergebnisorientierte extensive Bewirtschaftung von Dauergrünlandflächen mit Nachweis von mindestens vier regionalen Kennarten oder
c) das Einhalten der Anforderungen an nichtproduktive Flächen oder
d) Vertragsnaturschutz und ähnliche Förderprogramme,

2. eine Bearbeitung der Fläche im Sinne der Artenvielfalt unter Einsatz üblicher landwirtschaftlicher Methoden, Maschinen und Geräte nicht ausschließt und
3. die landwirtschaftlich nutzbare Fläche um höchstens 10 Prozent verringert.

Förderfähig sind mindestens 90 Prozent der Fläche, wobei für die Ermittlung des Prozentsatzes die Flächeninanspruchnahme durch die Unterbauten und dazugehörigen Nebenanlagen der Solaranlagen in Abzug von der Gesamtprojektfläche gebracht wird.

Eine detaillierte Begründung und Konkretisierung finden Sie im zugehörigen Gutachten (LINK). Vorgestellt werden Kriterien für die Praxistauglichkeit einer Extensiven Agri-PV-Anlage hinsichtlich der Bauweise und Flächenpflege. Auch werden rechtliche Implikationen des Flächenstatus, das Verhältnis zum Eingriffsausgleich sowie steuerliche Klarstellungen durch die Änderung im § 12 GAPDZV diskutiert.

# Änderungen im Steuerrecht

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sowie der Regierungsfraktionen ist ein starker Zubau von Solarparks sowie von Speichern erforderlich. Solarparks sind die kostengünstigste und am schnellsten ausbaubare Form der Stromerzeugung. Ihr Zubau führt zu niedrigeren Strompreisen und höherem Wachstum. Speicher geben Flexibilität und entlasten den Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes durch höhere Marktwerte der erneuerbaren Energien. Im Steuerrecht gibt es relevante Hindernisse, die den Zubau von Solarparks und Speichern bremsen. Es ist sehr gut, dass das BMWK in der PV-Strategie aktiv das Querschnittsthema Energie- und Steuerrecht thematisiert. **Steuerliche Aspekte sind in den Investitionen in Photovoltaik oft eine zentrale Fragestellung** – bei Einzelpersonen, Landwirtschaftsbetrieben, Kommunen, Unternehmen mit einem Schwerpunkt außerhalb der PV-Branche (Mittelstand, Produktion), aber auch bei der Finanzierung von Anlagen und Großprojekten. **Es geht dabei nicht um bloße Steueroptimierung, sondern oft um die Änderung des Risikoprofils von Investitionen durch Steuerforderungen**, die in bestimmten Konstellationen eintreten können, von den Akteuren bewertet werden und abgesichert werden müssen.

Das aktuell relevanteste Beispiel, das inzwischen Investitionen im deutlichzweistelligen Gigawatt-Bereich verzögert, sind die **steuerlichen Fragen bei Hofübergaben von Landwirtschaftsbetrieben mit Solarparks**. Aber auch **für Kleinanlagenbetreiber sind Steuerrisiken ein Hemmnis, das unnötigerweise Anlageninstallationen verhindert** oder verzögert. In Betrieben und in vielen Belieferungskonstellationen von Verbrauchern aus PV-Anlagen verursacht die **Behandlung der Stromsteuer** mitunter eine so erhebliche Bürokratie, dass Investitionen zurückgehalten werden. Die vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf den EU-rechtlich vorgesehenen Mindestsatz beim produzierenden Gewerbe sollte dazu genutzt werden, die umfassende Bürokratie bei der Stromsteuer zu reduzieren. Der bürokratische Aufwand steht künftig in keinerlei Verhältnis zum Ertrag. Viele Vereinfachungen von steuerlichen Regelungen sind für den Ausbau der Photovoltaik mindestens genauso relevant wie Vereinfachungen in EEG. Die folgenden Vorschläge zum Abbau der steuerlichen

Hemmnisse setzen aufkommenskompensiert den notwendigen Zubau frei und schaffen gleichzeitig finanzielle Freiräume für den Bund.

Folgende Probleme sollten im Jahressteuergesetz abgebaut werden:

1. **Solarparks und Hofübergaben:** Bewertungsgesetz ändern, damit Hofübergaben nicht mehr ungewollt behindert werden (vereinfachte Flächenbereitstellung)
2. **Solarparks und Grundsteuer:** Solarparks sollten einen klar definierten und angemessenen erhöhten Grundsteuersatz bekommen (Übermaßbesteuerung vermeiden und Besteuerung planbar gestalten)
3. **Großspeicher und Gewerbesteuer:** Gewerbesteuer sollte vor allem in der Standortkommune anfallen (Zerlegungsschlüssel einführen analog zum Schlüssel bei der Windenergie und Photovoltaik)

## Vorschlag zur Lösung von Problem 1: Hofübergaben vereinfachen

**Änderung des Bewertungsgesetzes (bzgl. Hofübergaben)**
(Hinzufügen von zwei Absätzen zum § 158 BewG und § 159 BewG)

In § 158 Abs. 4 Nr. 1 BewG werden nach den Wörtern „Zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen gehören“ die Wörter „vorbehaltlich der Anwendung des Absatz 6“ eingefügt.

Nach § 158 Abs. 5 BewG wird folgender Absatz 6 eingefügt:

„(6) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, gilt abweichend von § 158 Abs. 4 Nr. 1 als dem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dauernd zu dienen bestimmt, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die Wiederaufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen Flächen im Umgriff der Anlage einem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dienen und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben.“

Nach § 159 Abs. 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 158 Abs. 6 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die

Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden."

Ein Gutachten zum hier gezeigten Lösungsvorschlag inklusive einer detaillierten Begründung und Beispielen finden Sie unter: https://t1p.de/PV-FFA_Erbschaftssteuer.

## Vorschlag zur Lösung von Problem 2: Klar festgelegte Grundsteuer bei Solarparks

**Änderung des Bewertungsgesetzes**
§ 233 Abs. 1 BewG wird wie folgt gefasst:

„(1) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, ist abweichend von § 232 Abs. 4 Nr. 1 dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzurechnen, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die Wiederaufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen Flächen im Umgriff der Anlage einem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dienen und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben."

Nach § 233 Abs. 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 233 Abs. 1 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die Voraussetzungen der Absätze 2 und 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden."

§ 238 Abs. 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Der Reinertrag einer Nutzung oder Nutzungsart ist um einen Zuschlag zu erhöhen, wenn die Eigentumsflächen des Betriebs zugleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien i. S. d. § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) dienen. Der Zuschlag ermittelt sich aus dem Produkt der abgegrenzten Standortfläche der Anlage und dem Bewertungsfaktor gemäß Anlage 33."

(Zzgl. Änderung in Anlage 33: Bewertungsvorschlag pro Flächeneinheit: pro Ar 7,95€)

Ein Gutachten zum hier gezeigten Vorschlag inklusive einer detaillierten Begründung und Beispielen finden Sie unter: https://t1p.de/PV-FFA_Grundsteuer.

## Vorschlag zur Lösung von Problem 3: Gewerbesteuerzerlegung bei Großspeicheranlagen

1. § 29 GewStG wird wie folgt geändert:
a) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt

„(1a) Absatz 1 Nummer 1 sowie Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a finden für Betriebe, die ausschließlich Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Sinne von § 118 Absatz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes betreiben ohne zeitliche Begrenzung entsprechend Anwendung. Bei der Zerlegung nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a ist die installierte Batteriekapazität maßgeblich."

b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „nach Absatz 1" die Wörter „sowie Absatz 1a" eingefügt.
[redaktionelle Folgeänderung]

---

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)524**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Deutscher Naturschutzring (DNR) e. V.

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**

DNR
DEUTSCHER
NATURSCHUTZRING

Deutscher Naturschutzring e.V. | Marienstraße 19-20 | 10117 Berlin

Ihre Ansprechpartnerin
**Birthe März**
Referentin für Klimaschutz und Transformationspolitik

Marienstraße 19-20
10117 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 678 1775 917
Fax +49 (0)30 / 678 1775 80
Mail: birthe.maerz@dnr.de

www.dnr.de

**Berlin, 13.11.2023**

**Stellungnahme des Umweltdachverbandes Deutscher Naturschutzring (DNR) e.V.**

im Rahmen der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am 15.11.2023 zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

## Allgemeine Anmerkungen

Der massiv beschleunigte Ausbau von Solar- und Windenergie ist Voraussetzung, um nationale und internationale Klimaziele erreichen zu können sowie um fossile Abhängigkeiten sektorübergreifend zu beenden. Was wir benötigen ist ein Mehr an Energiesouveränität auf Basis von Wind- und Solarenergie, Energieeinsparungen und -effizienz. Um den Ökostromanteil bis 2030 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen und das in der EEG-Novelle 2023 festgehaltene Photovoltaik-Ziel von 215 GW installierter Leistung bis 2030 und darüber hinaus zu erreichen, brauchen wir ein völlig neues Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Gleichzeitig erleben wir ein besorgniserregendes Voranschreiten der Biodiversitätskrise und eine zunehmende Versiegelung (insbesondere durch Verkehrs- und Siedlungsinfrastruktur) die, ähnlich wie die intensive Landwirtschaft, sensible Naturräume massiv unter Druck setzt. Das Ziel, nicht mehr als 30 Hektar pro Tag zu versiegeln, liegt in weiter Ferne. Derzeit wächst die Verkehrs- und Siedlungsfläche in Deutschland pro Tag um rund 55 Hektar. Eine Trendwende hin zu mehr Renaturierung in der Fläche lässt sich derzeit nicht erkennen.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Bundesregierung in den vergangenen Monaten bereits konkrete Maßnahmen vorgestellt und umgesetzt hat, um dem Ausbau der erneuerbaren Energien eine neue Dynamik zu verleihen und mit dem vorliegenden Solarpaket I nun zahlreiche bürokratische Hürden bei der Photovoltaik abgebaut werden sollen. Jedoch sehen wir im vorliegenden Gesetzentwurf auch einige Leerstellen, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Klar ist: Auch aus Sicht der Umweltverbände müssen, um die Klimakrise zu begrenzen, parallel alle Optionen des Ausbaus genutzt werden, sowohl auf Dächern und anderen versiegelten Flächen als auch im Freiland. Hierbei sollte der Ausbau der Photovoltaik auf Dächern und weiteren versiegelten Flächen jedoch Priorität erhalten.

## 1. Bundesweiter Solar-Standard

Insbesondere Dachflächen bieten ein enormes und weitestgehend ungenutztes Potenzial, wenn es um den beschleunigten Ausbau der Solarenergie geht. Dieses Potenzial muss durch einen **bundesweiten „Solar-Standard“** stärker genutzt werden. Solch ein Standard ermöglicht es, den urbanen Raum endlich als Teil der Energiewende in seiner Gesamtheit zu betrachten. Solarenergie ist die bürger*innennaheste Form der Erneuerbaren, durch Dachanlagen können Bürger*innen direkt an der Energiewende partizipieren. Dieser Hebel für gesellschaftliche Akzeptanz und Teilhabe kann durch einen Solar-Standard wesentlich besser genutzt werden. Der bereits extrem strapazierte Naturraum wird dadurch zudem entlastet, Flächennutzungskonkurrenzen verringert.

Die im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung vorgesehene Solarpflicht bei gewerblichen Neubauten greift zu kurz. Und selbst diese Maßnahme wurde bisher noch nicht von der Bundesregierung angegangen.

Wir benötigen einen breitenwirksamen und gesetzlich festgeschriebenen Solar-Standard bei Neubau, Umbau und Sanierung für alle geeigneten Dachflächen (optional auch Fassadenflächen) und anderen geeigneten versiegelten Flächen. Dieser Standard soll bspw. für Wohnhäuser, Büro- und Gewerbegebäude, Gebäude der öffentlichen Hand und Parkplatzflächen (Überdachung) sowie – bei entsprechender Eignung – bspw. auch für Lärmschutzwände gelten. Diese Flächen müssen ab sofort stärker in den Fokus rücken. Parallel dazu bedarf es eines Solar-Standards für alle geeigneten öffentlichen Bestandsgebäude und bestehenden Gewerbedächer jenseits von Neubau, Umbau und Sanierung. Der Standard muss für die Eigentümer*innen wirtschaftlich zumutbar sein, es bedarf Härtefall- und Befreiungsregelungen. Für Eigentümer*innen sollte die Möglichkeit bestehen, die Erfüllung des Standards auf Dritte zu übertragen.

Zudem gilt es, Aus- und Weiterbildungsprogramme, insbesondere für das Handwerk, massiv zu fördern und Fachkräfteoffensiven zeitnah umzusetzen. Die Einführung eines Solar-Standards bedeutet ebenso Planungssicherung für die Branche.

## 2. Naturschutzstandard für Solar-Freiflächenanlagen

Bei Solar-Freiflächenanlagen sehen wir einzelne Hebel und Maßnahmen als erforderlich sowie umsetzbar an, um den Ausbau der Solarenergie nicht nur zu beschleunigen, sondern diesen auch zu einem Gewinn für den Natur- und Artenschutz zu machen.

Bei Solar-Freiflächenanlagen müssen bei der Umwandlung unversiegelter und landwirtschaftlicher Flächen zu Standorten für Freiflächenanlagen Anforderungen des Naturschutzes eingehalten werden. So können Naturschutz und eine beschleunigte Energiewende in Einklang gebracht werden. Denn Solar-Freiflächenanlagen können, insbesondere in intensiv genutzten Agrarlandschaften, bei guter Planung, Umsetzung und Pflege einen wichtigen Beitrag zum Erhalt und zur Verbesserung der Biodiversität leisten. Ein Mehr an Biodiversität stärkt zudem die Akzeptanz vor Ort.

Damit Solar-Freiflächenanlagen einen Mehrwert für den Klimaschutz als auch den Naturschutz darstellen, muss es **für klassische Anlagen einen verbindlichen und bundesweit geltenden naturschutzfachlichen Mindeststandard geben**. So kann die Vision des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Biodiversitätssolaranlagen zu einem neuen Standard zu machen, umgesetzt werden. Die Einführung einer neuen Kategorie „Biodiversitäts-PV“, wie im Solarpaket vorgesehen, bedarf es dann nicht mehr.

Unter anderem folgende Kriterien sehen wir im Rahmen des naturschutzfachlichen Mindeststandards[1] als unerlässlich an:

- PV-Freiflächenanlagen sollen vorrangig auf Flächen mit hoher Vorbelastung und auf Flächen, die keinen hohen ökologischen Wert besitzen, errichtet werden.
- Strenge Ausschlussgebiete sind u.a. Nationalparks, Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete sowie Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate.
- Es soll ein Mindestabstand zwischen den Modulreihen eingehalten werden: in Abhängigkeit von Kompensationsauflagen und lokalen Gegebenheiten, sonst auf Grundlage des bisherigen Wissensstands mind. 2,5 Meter besonnte Fläche zwischen den Reihen zur Mittagszeit zwischen Mai und September.
- Es braucht eine Mindesthöhe der Modulunterkante zum Boden (u.a. für ausreichend Lichteinfall und Beweidung).
- Bei einer notwendigen Einzäunung gilt es, eine ausreichende Durchlässigkeit für Kleintiere einzuplanen. Ausnahmen kann es bei regelmäßiger Beweidung geben (bspw. Wolfsgebiet). Der Einsatz von Stacheldraht ist zu vermeiden.
- Querungsmöglichkeiten für Großsäuger müssen bei großen PV-Freiflächenanlagen in Form von nicht umzäunten Korridoren eingeplant und geschaffen werden.

[1] Siehe dazu auch Verbändepapier zu Solarenergie, September 2022: https://www.dnr.de/sites/default/files/2022-09/220928_Solarpapier_Stand_September.pdf

- Eine ökologische Baubegleitung muss ein maßgeblicher Bestandteil während der Bauphase sein.
- Die Module sollen ohne den Einsatz von Chemikalien gereinigt werden.
- Die Pflege von PV-Freiflächenanlagen muss an ökologischen Kriterien und an Zielarten ausgerichtet werden.
- Die jeweiligen Flächen sollen biodiversitätsfördernd aufgewertet werden, bspw. durch:

    - Einsaat der Flächen mit standortgetreuem, artenreichem regionalem Wildpflanzen-Saatgut
    - Verzicht auf den Einsatz von Pestiziden und Düngemitteln
    - Anpflanzung heimischer Sträucher und Hecken
    - Situationsbezogenes Mahdregime mit Abtransport des Mahdguts
    - Alternativ extensive Beweidung durch Tiere
    - Nach Möglichkeit Einbindung in den Biotopverbund

- Die Umsetzung der naturschutzfachlichen Mindeststandards wird anhand eines bundesweit einheitlichen Prüfschemas kontrolliert und dokumentiert.
- Kompensationsmaßnahmen sind nach Möglichkeit innerhalb der PV-Freiflächenanlagen und sonst im nahen Umfeld zu realisieren. Diese sollen möglichst einen positiven Beitrag zum regionalen Biotopverbund leisten.

Einen grundsätzlichen Wegfall der Eingriffsregelung bei (Biodiversitäts-)Solarparks lehnen wir entschieden ab, denn jeder Solarpark stellt einen Eingriff in Natur und Landschaft dar. Der Verlust von Lebensräumen und somit eine Beeinträchtigung für Arten ist möglich. Die Anlagen verursachen bspw. eine punktuelle Versiegelung, außerdem Verschattung und Überschirmung von Flächen sowie eine Änderung der Wasserversorgung des Bodens. Daher ist die Eingriffsregelung für alle Solarparks abzuarbeiten.

Eine grundsätzliche Privilegierung von Solarparks im Außenbereich lehnen wir ab. Diese kann nur in Einzelfällen erfolgen. Die Planungshoheit sollte eindeutig weiterhin bei den Kommunen liegen, um den Ausbau der Solarparks in Hinblick auf Naturverträglichkeit und lokale Akzeptanz steuern zu können. Ein vollständiger Verzicht auf die B-Planverfahren (inkl. Umweltbericht) würde erneut auf Kosten der (lokalen) Biodiversität und des Naturschutzes gehen. Gleichzeitig braucht es mehr Personal in den Planungs- und Fachbehörden.

## 3. Energy Sharing

Insbesondere in Hinblick auf das Thema Akzeptanz spielt Energy Sharing bzw. eine bürger*innennahe Energieerzeugung eine zentrale Rolle und kann zu einer weiteren Beschleunigung des Ausbaus führen. Daher muss die **Umsetzung von Energy Sharing**, wie EU-rechtlich geboten, schnellstmöglich erfolgen. Neue Regelungen wie zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sind hier nicht ausreichend.

Energy Sharing bietet Bürger*innen, Kommunen und kleinen Unternehmen die Möglichkeit, den auf den Dächern von Energiegemeinschaften produzierten Strom selbst zu nutzen oder zu speichern. Mit solch einem partizipativen Modell werden Bürger*innen Teil der Energiewende. Die Voraussetzungen für Energy Sharing wurden bereits vor vielen Jahren auf europäischer Ebene geschaffen, eine Umsetzung in Deutschland ist nach wie vor – auch mit dem nun vorliegenden Gesetzentwurf – nicht erfolgt. Die Definition für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften wurde im EEG bereits geschaffen. Die nächsten Schritte müssen jetzt dringend erfolgen. Anders als bisher, wo Bürger*innen-Energiegesellschaften Erzeugungsanlagen in Bürger*innenhand darstellen, würden mit Energy Sharing die beteiligten Bürger*innen bzw. auch Mitglieder einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Strom der gemeinschaftlich betriebenen Anlagen beziehen und den Überschussstrom gemeinsam vermarkten. Bei der konkreten Ausgestaltung muss auf einen niedrigschwelligen Zugang auch für einkommensschwache Haushalte geachtet, Netzbetreiber von Anfang an mit eingebunden werden.

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)525**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Anne Eibisch
# Meyer Burger (Germany) GmbH

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**

**Schriftliche Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages, 87. Sitzung am 15.11.2023 in Berlin, 11:00 bis 13:00 Uhr**

Anne Eibisch, Stellvertretende Betriebsratsvorsitzende und Mitglied der Tarifkommission bei Meyer Burger (Germany) GmbH in Hohenstein-Ernstthal, Sachsen

- **Zusammenfassung**
- **Ausführliche Stellungnahme**
    1. **Marktsituation der Solarindustrie in Europa**
    2. **Technologischer Vorsprung der europäischen Solarindustrie, Wurzeln und Zukunftsaussichten**
    3. **Auswirkungen auf Beschäftigte, Arbeitsmarkt und gewerkschaftliche Organisation´**
    4. **Lösungsansätze zur Förderung der heimischen Solarindustrie**
    5. **Fazit**

- Anlage 1: Solare-Resilienz-Sicherung für die Energiewende in Deutschland, Empfehlung des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. zur Aufnahme von Resilienz-Auktionen und Resilienz-Boni im EEG/Solarparket 1
- Anlage 2: Wie ein günstiger Solarausbau mit einer höheren Resilienz geht. Gastbeitrag von Dr. Gunter Erfurt, CEO Meyer Burger Technology AG in Tagesspiegel Background Klima und Energie am 12.10.23
- Anlage 3: The future of the European solar industry and a resilient European energy supply are in utmost danger – without immediate actions, the European PV manufacturing industry will disappear forever. Brief des europäischen PV-Herstellerverbandes "European Solar Manufacturing Council" an die EU-Spitzen. Veröffentlicht am 11.09.2023
- Anlage 4: Effective and practical implementation of non-price criteria in specific public procurement, public auctions, and residential market segments for solar PV system, European Solar PV Industry Alliance Recommendation Paper Series III, 6.11. 2023

## Zusammenfassung

Meyer Burger stellt in Hohenstein-Ernstthal (Sachsen) mit der Erfahrung aus 70 Jahren Unternehmensgeschichte die weltweit modernsten Maschinen zur Produktion von hocheffizienten Solarzellen und Solarmodulen her. Damit werden in Thalheim (Stadt Bitterfeld-Wolfen, Sachsen-Anhalt) und Freiberg (Sachsen) Solarzellen und Solarmodule produziert. Meyer Burger beschäftigt aktuell rund 1.300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und bietet eine einzigartige geschlossene Wertschöpfungskette in der europäischen Solarindustrie.

Trotz unserer weltweit anerkannten Technologieführerschaft und des sehr erfolgreichen Einstiegs in die Produktion von Solarzellen und Solarmodulen in Deutschland vor zwei Jahren stehen wir vor enormen Herausforderungen. Viele unserer Kolleginnen und Kollegen haben bereits in der deutschen Solarindustrie gearbeitet, als diese im Jahr 2012 durch falsche industriepolitische Entscheidungen kollabierte. Heute setzen wir uns dafür ein, diese wichtige Branche zurück nach Europa zu bringen und Resilienz auch mit Blick auf das Ziel der Europäischen Kommission, bis 2030 auf bis zu 40 Prozent hiesige Fertigung zurückgreifen zu können, zu stärken.

Wir erleben seit einigen Monaten massive Wettbewerbsnachteile aufgrund unfairer Handelspraktiken chinesischer Solarunternehmen. Durch massive staatliche Unterstützung in China können diese Hersteller ihre Module zu Preisen unter den eigenen Herstellkosten in Europa verkaufen. Dieser Situation sind wir schutzlos ausgeliefert. Sie bedroht nicht nur unsere Wachstumspläne, sondern gefährdet auch bestehende Werke und alleine 1.000 Arbeitsplätze in Freiberg und Bitterfeld-Wolfen. Zur unfairen Situation in Europa zählt auch, dass sämtliche europäische Solarhersteller Zölle auf Nicht-EU-Komponenten zahlen müssen, während chinesische Modulanbieter zollfrei in die EU liefern dürfen.

Trotz mehrfacher Ankündigungen der Bundesregierung zur Stärkung der deutschen Solarindustrie fehlen konkrete Maßnahmen. Die Unsicherheit beeinträchtigt bereits den Betriebsalltag – Investitionen werden aufgeschoben, Tarifverträge nicht unterzeichnet, und die Zukunftsaussichten sind ungewiss. Die komplette Abwanderung des Unternehmens in die USA ist ein mögliches Szenario. Damit würden Deutschland und Europa die vollständige Abhängigkeit von Drittstaaten wie China bei der wichtigsten Elektroenergieerzeugungstechnologie der Zukunft zementieren und dabei Zwangsarbeit, hohe CO2-Fussabdrücke, Blei und Ewigkeitschemikalien wie PFAS in importierten Solarmodulen in Kauf nehmen.

Die Aufnahme eines Resilienz-Konzepts wie vom Bundesverband Solarwirtschaft für das Solarpaket 1 vorgeschlagen, bietet nicht nur die einmalige und vielleicht letzte Chance, einen erneuten Exodus der deutschen Solarindustrie zu verhindern, sondern sorgt auch dafür, dass unsere Industrie deutlich und entlang der antizipierten Marktentwicklung sowie der politischen Ziele skaliert werden kann. Somit wird nicht nur die gewünschte Resilienz für die europäische Energieversorgung der Zukunft geschaffen, sondern auch lokal tausende von Arbeitsplätze. Wir appellieren daher an den Bundestag, die Grundlage für die Weiterentwicklung dieser Zukunftsbranche zu schaffen. Es geht nicht nur um Arbeitsplätze und Steuereinnahmen, sondern auch um die geopolitische Unabhängigkeit in einem grundlegenden Sektor.

**Planbarkeit und Einfluss auf gewerkschaftliche Organisation und Tarifverhandlungen:**

Die Planbarkeit ist entscheidend für unser Unternehmen und die Beschäftigten. Aktuell verhandeln wir über einen Haustarifvertrag mit der IG Metall, der jedoch aufgrund der unsicheren Zukunftsplanung pausiert wurde. Die Unsicherheit beeinflusst die Bereitschaft der Beschäftigten, sich langfristig an das Unternehmen zu binden, Gewerkschaften beizutreten und erschwert die Entwicklung von Zulieferbetrieben. Planbarkeit ermöglicht nicht nur lokale Wertschöpfung und den Ausgleich zwischen Ost und West, sondern fördert auch die gesellschaftliche Stabilität durch langfristige Investitionen und Sicherheit für gut bezahlte Arbeitsplätze.

**Konkrete Risiken und Chancen für Meyer Burger und Mitbewerber:**

Wir setzen auf regionale Wertschöpfung und Nachhaltigkeit. Risiken, wie die sehr kurzfristig drohende Schließung des einzigen europäischen Solarglaswerks in Tschernitz, Brandenburg und die Insolvenz des Waferherstellers Norwegian Crystals, bedrohen unsere Lieferkette. Das Resilienzprogramm des Bundesverbands Solarwirtschaft kann diese kritischen Stellen adressieren und unfaire Wettbewerbsbedingungen gegenüber China ausgleichen. Unsere gemeinsam mit deutschen Forschungsinstituten wie Fraunhofer und Helmholtz entwickelte führende Technologie bietet dabei einen deutlichen Vorsprung gegenüber China, der in Zukunft auch durch die exzellente hiesige Forschungslandschaft gehalten und ausgebaut werden kann. Unsere Produktion ist hochautomatisiert, unsere Kostenstruktur ist unter fairen Bedingungen absolut wettbewerbsfähig.

Eine europäische Wertschöpfungskette ermöglicht es außerdem, innovative und passgenaue Lösungen für besonders nachhaltige und intelligent integrierte Solaranlagen auf Flächen, die entweder bereits versiegelt sind, oder die sich beispielsweise hervorragend mit Landwirtschaft kombinieren lassen, zu entwickeln und somit einen weiteren Beitrag zum Naturschutz zu leisten.

**Fehlende Rahmenbedingungen für die Nutzung von Chancen und Minimierung von Risiken**

Wir benötigen eine klare industriepolitische Vision, vergleichbar mit den USA, Indien und China. Das bereits durch das BMWK ausgeschriebene PV-Leuchtturmprogramm für 10 Gigawatt integrierte Produktion und das durch den Bundesverband Solarwirtschaft vorgeschlagene Resilienz-Konzept für das Solarpaket 1 sind wichtige erste Schritte, müssen jedoch weiter ausgebaut werden. Eine Anpassung des KfW-Programms für Erneuerbare-Energien-Finanzierung könnte zinsverbilligte Darlehen für resiliente Solaranlagen ermöglichen und somit die Finanzierung von Projekten erleichtern.

Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass wir die Energiewende nicht durch Zwangsarbeit in China vorantreiben sollten. Eine kritische Überprüfung der Herkunft von Materialien ist notwendig, um sicherzustellen, dass unser Engagement für erneuerbare Energien ethischen Standards entspricht. Die Energiewende darf nicht auf den Schultern versklavter Menschen in China aufgebaut werden.

# Ausführliche Stellungnahme

## 1. Marktsituation der Solarindustrie in Europa

### 1.1 Analyse der gegenwärtigen Marktsituation

Trotz des anhaltenden globalen Trends zur Nutzung erneuerbarer Energien und des verstärkten Interesses an sauberen Energiequellen steht die Solarindustrie in Europa vor großen Herausforderungen. Historisch gesehen war und ist Europa immer noch ein Vorreiter in der Entwicklung und Forschung im Bereich der Solarenergie. Jedoch hat die Branche in den letzten Jahren einen signifikanten Rückgang der Produktionskapazitäten und Marktanteile zu verzeichnen, insbesondere durch die staatliche forcierte Ansiedlung der Herstellungskapazitäten in China.

Chinesische Produkte, die zu Preisen weit unter den Produktionskosten sowohl der chinesischen als auch der europäischen Unternehmen verkauft werden, haben den europäischen Markt überschwemmt und führen zu einem Verdrängungswettbewerb. Der globale Boom der Solarenergie und die steigende Nachfrage nach Photovoltaik-Anlagen in Europa geht aufgrund dieser unfairen Wettbewerbsbedingungen an den europäischen Herstellern vorbei.

Aktuell liegt mehr als der europäische Jahresbedarf an Solarmodulen 2022 auf Lager – die Schätzungen reichen von 40 bis 100 Gigawatt. Hiervon betroffen sind insbesondere auch die europäischen Hersteller, die angesichts des Preiskriegs große Herausforderungen haben, Kunden für ihre Produkte zu finden. Lagerbestände im Wert von mehreren hundert Millionen Euro belasten daher aktuell die Bilanzen der europäischen Hersteller und verschlechtern die Liquidität.

Die einzigen Hersteller von Solarwafern in Europa – NorSun und Norwegian Crystals – haben daher ihre Produktion angehalten beziehungsweise Insolvenz angemeldet. Der einzige Hersteller von Solarglas in Europa – GMB in Tschernitz bei Cottbus – erwägt, noch im November die Produktion für immer zu stoppen. Für die verbliebenen Modulhersteller und auch Meyer Burger wird die Lage in Europa ebenfalls von Tag zu Tag prekärer.

### 1.2 Einflussfaktoren auf die europäische Solarindustrie

Eine Reihe von Faktoren trägt zur derzeitigen prekären Lage der europäischen Solarindustrie bei. Diese umfassen:

- **Chinesische Konkurrenz und Preise unter Herstellerkosten:** Chinesische Unternehmen üben einen massiven Wettbewerbsdruck aus, indem sie Solarmodule weit unter den Produktionskosten anbieten.
- **Unsicherheit in Planung und Investition:** Die prekäre Marktsituation und unfaire Wettbewerbspraktiken schaffen eine unsichere Grundlage für langfristige Investitionen in die europäische Solarindustrie.

- **Rückgang der Produktionskapazitäten:** Zahlreiche europäische Solarunternehmen haben ihre Produktionskapazitäten reduziert oder ihre Produktion eingestellt, was zu einem Verlust an Arbeitsplätzen und industrieller Kapazität geführt hat.
- **Abhängigkeit und Verzollung von chinesischen und anderen Nicht-EU-Importen:** Europäische Hersteller sind in hohem Maße von chinesischen bzw. anderen Nicht-EU-Importen, insbesondere bei Vorprodukten wie Wafern und anderen Komponenten, abhängig. Alle von außerhalb der EU bezogenen Vorprodukte (die in der EU in der Regel gar nicht angeboten werden) müssen durch die hiesigen Produzenten mit Millionenzahlungen verzollt werden, während chinesische Anbieter ihre Ware komplett zoll- und barrierefrei in die EU einführen können. Sowohl die Zollungerechtigkeit, als auch die Abhängigkeit bei Vorprodukten sind als kritisch und erfolgshemmend einzustufen.

### 1.3 Bedeutung und Potenzial der europäischen Solarindustrie

Die europäische Solarindustrie hat als Schlüsseltechnologie der Energiesystemtransformation erhebliches Potenzial. Sie besitzt eine hohe Innovationskraft, technologisches Know-how und höchste Qualität in der Herstellung. Bis heute wird die Grundlagenforschung und industrienahe Anwendungsforschung vor allem in Europa betrieben. China und die USA verfügen nicht über auch nur annähernd vergleichbares Know-how.

Eine gestärkte Solarindustrie in Europa würde nicht nur die regionale Wirtschaft stärken, sondern auch einen bedeutenden Beitrag zur Erreichung von Klimazielen leisten. Vor allem aber verschafft sie Europa geopolitische Unabhängigkeit – wie wertvoll diese ist, hat Europa nach dem Einmarsch Russlands in die Ukraine gelernt als es darum ging, innerhalb kürzester Zeit die Abhängigkeit von russischem Gas zu beenden. Die Kosten dafür liegen bei vielen Milliarden Euro, die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Verwerfungen müssen wir bis heute tragen.

## 2. Technologischer Vorsprung der europäischen Solarindustrie, Wurzeln und Zukunftsaussichten

Europa verfügt über bedeutende technologische Vorteile in der Solarindustrie. Die europäische Solarforschung und -entwicklung zählen weltweit zu den renommiertesten. Innovationen und technologische Fortschritte haben die europäische Solarindustrie zu Katalysatoren der Energiewende und ökonomischer Entwicklung gemacht. Diese führende Rolle basiert auf einer langjährigen Expertise in der Solartechnologie, der Nutzung von Halbleitertechnologie und dem Know-how in der Effizienzsteigerung von Solarzellen und Modulen.

Die Geschichte der europäischen Solarindustrie ist geprägt von Pionierleistungen, wegweisenden Innovationen und technologischen Durchbrüchen. Europäische Forschungsinstitute und Unternehmen haben maßgeblich zur Entwicklung von Solarzellen mit höherem Wirkungsgrad, robusteren Modulen und fortgeschrittenen Herstellungsverfahren beigetragen. Beispielsweise wurden in Europa Schlüsseltechnologien wie die PERC-

Technologie (Passivated Emitter and Rear Cell) maßgeblich vorangetrieben, um die Effizienz von Solarzellen zu verbessern. Die aktuelle Generation an Hochleistungsmodulen aus China basieren auf der TOPCon-Technologie (Tunnel Oxide Passivated Contact), die maßgeblich vom Fraunhofer Institut für Solare Energieversorgungssysteme in Freiburg entwickelt wurde. Meyer Burger wiederum betreibt in Deutschland eigene Entwicklungsabteilungen zur Weiterentwicklung der Heterojunction-Technologie, die gegenüber TOPCon deutlich ausgereifter ist und sich als Plattform für künftige Entwicklungsschritte besser eignet.

Die aktuellen technologischen Entwicklungen und Forschungsprojekte der europäischen Solarindustrie bieten daher vielversprechende Zukunftsaussichten. Unternehmen wie Meyer Burger und andere Hersteller arbeiten zudem an innovativen Verfahren zur weiteren Effizienzsteigerung und Kostenreduktion in der Produktion.

Darüber hinaus werden etwa vom Helmholtz-Zentrum und der Fraunhofer-Gesellschaft in Zusammenarbeit mit der hiesigen Industrie neue Technologiegenerationen entwickelt, die auf noch höhere Wirkungsgrade abzielen. So planen europäische Solarhersteller die Einführung neuer Technologien, die auf fortgeschrittenen Konzepten wie der Perowskit-Technologie basieren. Diese Innovationen versprechen, die Energieausbeute von Solaranlagen weiter zu steigern und gleichzeitig die Herstellungskosten zu senken.

Europa ist nicht nur bestrebt, auf bestehenden Erfolgen aufzubauen, sondern auch neue Wege zu beschreiten. Dies beinhaltet auch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, die auf intelligente Energiesysteme und eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien setzen. Eine europäische Solarindustrie kann hierbei insbesondere auch die europäischen Anforderungen und Besonderheiten besser berücksichtigen als eine rein chinesische Industrie. Bereits jetzt können beispielsweise Meyer Burger Module durch die gegenüber chinesischen Produkten deutlich höhere Bifazialität in der Agri-PV eingesetzt werden. Die Module werden dazu aufrecht, wie Gartenzäune hingestellt und können so das Sonnenlicht von beiden Seiten sehr effizient für die Stromerzeugung nutzen und gleichzeitig den Pflanzen Schutz vor Wind und Wetter bieten.

Die fortwährende Unterstützung und Förderung von Forschung und Innovation werden entscheidend dafür sein, die technologische Vorreiterrolle der europäischen Solarindustrie zu festigen und weiter auszubauen. Diese lassen sich aber nur dann gegenüber dem Steuerzahler rechtfertigen, wenn es hierfür auch Ausspielkanäle in Form von Herstellern gibt. Diese können wiederum durch Europas Position im globalen Wettbewerb stärken und gleichzeitig dazu beitragen, Europas Energiesektor unabhängiger und nachhaltiger zu gestalten.

## 3. Auswirkungen auf Beschäftigte, Arbeitsmarkt und gewerkschaftliche Organisation

### 3.1 Beschäftigungssituation in der europäischen Solarindustrie

Die Situation der Beschäftigten in der europäischen Solarindustrie spiegelt die Unsicherheit und die Herausforderungen wider, denen die Branche derzeit gegenübersteht. Der wirtschaftliche Druck auf europäische Solarunternehmen hat zu einer unstabilen

Beschäftigungssituation geführt. Der ständige, unfaire Wettbewerbsdruck durch chinesische Anbieter gefährdet Arbeitsplätze und führt zu einem Verlust an Stellen in der Branche.

### 3.2 Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und lokale Wirtschaft

Die prekäre Lage der Solarindustrie hat auch Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und die lokale Wirtschaft. Insbesondere in Regionen mit einer starken Präsenz von Solarunternehmen, wie beispielsweise in Sachsen und Sachsen-Anhalt, sind Arbeitsplätze und wirtschaftliche Perspektiven direkt betroffen. Die Unsicherheit bezüglich der Zukunftsaussichten führt zu einer Verzögerung von Investitionen, untergräbt die Planbarkeit und gefährdet bestehende Arbeitsplätze sowie zukünftige Stellen.

Ein Exodus der deutschen und europäischen Solarindustrie würde auch Folgen für Arbeitsplätze in der noch führenden hiesigen Forschungs- und Entwicklungslandschaft nach sich ziehen. Fehlende lokale europäische Wertschöpfung würde die Existenzgrundlage hiesiger Forschungsinstitute untergraben und potenziell zu einer Aufgabe der deutschen und europäischen Technologieführerschaft im Solarbereich führen.

### 3.3 Einfluss auf gewerkschaftliche Organisation und Tarifverhandlungen

Die Unsicherheit in der Branche hat auch Auswirkungen auf die gewerkschaftliche Organisation und Tarifverhandlungen innerhalb der Erneuerbaren-Energien-Branche. Die Instabilität und der Mangel an langfristiger Planungssicherheit erschweren die erfolgreiche Gestaltung von Tarifverträgen und verhindern möglicherweise den Abschluss von für Beschäftigte wichtigen Vereinbarungen. Das Aufkommen von Tarifverträgen und die Gewährleistung fairer Arbeitsbedingungen werden durch die unsichere Zukunft der Branche behindert.

### 3.4 Dringlichkeit der Schaffung stabiler Arbeitsbedingungen

Wie jeder demokratische Prozess benötigen die Konzeptionierung, Verhandlung und Umsetzung von weiteren Verbesserungen der Arbeitsbedingungen in Form von Betriebsvereinbarungen oder Tarifverträgen Zeit und gleichzeitig verlässliche Rahmenbedingungen, insbesondere über mehrere Legislaturperioden.

So ist es unerlässlich, stabile und verlässliche Arbeitsbedingungen in der Solarindustrie zu schaffen, um sowohl die bestehenden Arbeitsplätze zu erhalten als auch die Schaffung neuer Stellen zu ermöglichen. Die Stärkung der gewerkschaftlichen Organisation und die Schaffung verlässlicher Tarifverträge sind essenziell, um die Rechte der Arbeitnehmer:innen zu wahren und weiter zu verbessern und damit eine langfristige Perspektive in der Branche zu etablieren.

### 3.5 Verbindung zwischen Industriepolitik, Beschäftigung und Gewerkschaften

Eine effektive Industriepolitik, die die Stärkung der Solarindustrie in Europa anstrebt, sollte eng mit der Schaffung stabiler Arbeitsbedingungen und der Förderung der gewerkschaftlichen Organisation verbunden sein. Dies ist nicht nur von wirtschaftlicher Bedeutung, sondern auch für die soziale Stabilität und das Wohlergehen der Arbeitnehmer:innen von hoher Relevanz.

## 4. Lösungsansätze zur Förderung der heimischen Solarindustrie

### 4.1 Stärkung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit

Ein maßgeblicher Lösungsansatz zur Förderung der heimischen Solarindustrie ist die gezielte Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit. Dies erfordert eine verstärkte staatliche Unterstützung und die Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen. Dies betrifft insbesondere die Schaffung fairer Marktbedingungen, auf denen die europäischen Hersteller ihre weiterhin vorhandene Technologieführerschaft ausspielen können.

### 4.2 Aufbau einer resilenten Lieferkette in Europa über Resilienzboni und Resilienzauktionen

Die Schaffung einer resilienten Lieferkette innerhalb Europas ist von entscheidender Bedeutung, um strategische Abhängigkeiten von unsicheren Drittstaaten zu verringern. Eine breitere Palette von inländischen Zulieferern würde dazu beitragen, die Wertschöpfung in Europa zu halten und die Anfälligkeit für externe Marktschwankungen zu reduzieren.

Resilienzauktionen und Resilienzboni über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen einen Anreiz für Betreiber von Solaranlagen schaffen, sich für Produkte aus europäischer Herstellung zu entscheiden. Dieser Bonus würde als zusätzliche Vergütung die Kostennachteile von Anlagen ausgleichen, welche entscheidende Teile oder Komponenten aus europäischer Produktion nutzen, und wäre somit automatisch beihilferechtskonform ausgestaltet.

Die Einführung eines solchen Bonus würde die Attraktivität europäischer Solarprodukte, sowie die politisch gewollte Lieferketten-Resilienz steigern und gleichzeitig die heimische Industrie fördern.

Kriterien für die Qualifikation eines Solarprodukts für den Resilienzbonus könnten unter anderem folgende Aspekte umfassen:

- Die Verwendung von in Europa hergestellten Schlüsselkomponenten in Solaranlagen: Silizium, Ingot/Wafer, Solarzellen, Solarglas, Module und Wechselrichter
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Lieferkette, um die Herkunft und Qualität der eingesetzten Materialien über Audits und Zertifikate zu gewährleisten
- Die Bemessung der Höhe des Bonus sollte entsprechend der Produktionskostenunterschiede in Europa und China gemäß der Funding-Gap-Methode vorgenommen werden.

Die konkreten Modalitäten und Kriterien zur Definition von Resilienzbonus und –auktionen hat der Bundesverband Solarwirtschaft ausgearbeitet, sie können in unkomplizierter Weise in das EEG integriert werden, wie eine Formulierungshilfe belegt. Die WTO-Konformität ist durch ein Rechtsgutachten bestätigt.

Ein Resilienzbonus, der ab dem 1.1.2024 gezielt europäische Hersteller fördert, kann ein effektives Mittel sein, um die Marktstellung europäischer Solarprodukte zu stärken, die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen und die Abhängigkeit von externen Märkten zu verringern.

Es ist eine Maßnahme, die die Förderung europäischer Produktion in der Solarindustrie gezielt unterstützt und zugleich ethische und qualitative Standards in der Lieferkette fördert.

### 4.3 Kohärente Industriepolitik

Eine kohärente und langfristige Industriepolitik auf europäischer Ebene ist notwendig, um die Zukunft der Solarbranche in Europa und die Resilienz des Energiesystems zu gewährleisten. Der Net Zero Industry Act wird hierfür den europarechtlichen Rahmen setzen. Wichtig ist hier insbesondere, die Mitgliedsstaaten zur Schaffung von Resilienzprogrammen wie etwa Resilienzauktionen zu verpflichten. Keinesfalls kann dies eine nur freiwillige Aufgabe sein.

Daran dockt ein Resilienzkonzept an, dass die von der EU-Kommission eingesetzte European Solar Photovoltaik Industry Alliance (ESIA) kürzlich veröffentlicht hat. Es konkretisiert die Regelungen für Resilienzboni und –auktionen auf EU-Ebene.

### 4.4 Förderung von Fairness und Ethik in der Lieferkette

Es ist von entscheidender Bedeutung, Fairness und Ethik in der gesamten Lieferkette sicherzustellen. Maßnahmen zur Vermeidung von Ausbeutung und Zwangsarbeit sollten verstärkt werden, um sicherzustellen, dass europäische Unternehmen in moralisch einwandfreier Weise agieren. Die Initiative des Europäischen Parlaments zum Ban von Produkten aus Zwangsarbeit unterstützen wir.

## 5. Fazit

Die vorangegangenen Ausführungen verdeutlichen die dringende Notwendigkeit, die europäische Solarindustrie zu stärken und wiederaufzubauen. Die aktuelle Marktsituation sowie die Auswirkungen auf Beschäftigte, den Arbeitsmarkt und die europäische Wirtschaft zeigen die brisante Lage. Trotz technologischer Vorteile und innovativer Entwicklungen stehen europäische Solarunternehmen vor ernsten Herausforderungen, die einer raschen und konzertierten Reaktion bedürfen, um innerhalb der wenigen verbleibenden Wochen des Jahres 2023 eine nachhaltige Lösung zu schaffen und ab dem 1.1.2024 im EEG zu verankern.

Die Wiederbelebung der europäischen Solarindustrie erfordert somit politische Maßnahmen, die auf eine nachhaltige und langfristige Stärkung der Branche abzielen. Um diesem Ziel gerecht zu werden, sind konkrete Lösungsansätze und politische Schritte unerlässlich:

1. **Resilienzprogramm im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG):** Die Einführung eines Resilienzbonus und von Resilienzauktionen im EEG ab dem 1.1.2024 ist ein wirksames Mittel, um die europäische Solarindustrie zu stärken. Dieser Bonus belohnt Betreiber von Solaranlagen, die zu einem erheblichen Anteil aus europäischer Produktion stammen. Der Bundestag hat die Gelegenheit, Resilienbonus und-auktionen im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle zu verankern. Dies würde nicht nur die europäische Produktion fördern, sondern auch die Liefersicherheit und Unabhängigkeit der erneuerbaren Energien in Europa erhöhen.
2. **Schaffung stabiler Rahmenbedingungen:** Die deutsche und europäische Politik muss langfristige und verlässliche Rahmenbedingungen für die Solarindustrie schaffen.

Dazu gehört eine klare Strategie für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Förderung europäischer Produktionskapazitäten. Stabile politische Rahmenbedingungen sind essentiell, um Investitionen anzuziehen, Arbeitsplätze zu sichern und europäische Innovationen zu fördern. Investitionsförderungen unter dem europäischen Temporary Crisis and Transition Framework (TCTF) sind ein wesentlicher Baustein hierbei.

3. **Forschung und Entwicklung fördern:** Kontinuierliche Investitionen in Forschung und Entwicklung sind von entscheidender Bedeutung, um die technologische Spitzenposition der europäischen Solarindustrie zu erhalten. Durch Förderung von Innovationsprojekten und neuen Technologiegenerationen kann die Wettbewerbsfähigkeit gestärkt und die Energiewende vorangetrieben werden.
4. **Stärkung des Arbeitsmarktes:** Die Wiederbelebung der Solarindustrie schafft nicht nur tausende Arbeitsplätze in der Produktion, sondern zieht auch eine breite Palette von Berufen an, die von Forscher:innen über Ingenieur:innen bis hin zu Produktionsarbeiter:innen und Vertriebsexpert;innen reicht. Dies hat positive Auswirkungen auf den gesamten Arbeitsmarkt und die gesellschaftliche Stabilität.

In Anbetracht der eindringlichen Herausforderungen und Chancen appellieren wir an den Bundestagsausschuss für Klimaschutz und Energie sowie an die politischen Entscheidungsträger, diese Vorschläge zu berücksichtigen und konkrete Maßnahmen zu ergreifen. Die Stärkung der europäischen Solarindustrie ist von strategischer Bedeutung für die Energiewende, die wirtschaftliche Entwicklung und die Unabhängigkeit Europas im Energiesektor. Die Zeit zum Handeln ist jetzt gekommen, um Europas Energiewende durch den Aufbau einer starken, resilienten und zukunftsfähigen Solarindustrie zu sichern.

Empfehlung des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. zur Aufnahme von Resilienz-Auktionen und Resilienz-Boni im EEG/Solarparket 1 (Version: 13.11.2023)

# Solare-Resilienz-Sicherung für die Energiewende in Deutschland

Starthilfe zum Aufbau einer international wettbewerbsfähigen europäischen Solarindustrie

## I Internationaler Druck erzeugt dringenden Handlungsbedarf

**(siehe auch Kapitel 6 der BSW-Stellungnahme zum PV-Paket I)**

Ein harter internationaler Verdrängungswettbewerb und industriepolitische Versäumnisse der letzten 10–15 Jahre führten zu einer starken Ausdünnung der heimischen solaren Wertschöpfungskette. Aufgrund des vergleichbar niedrigen Skalierungsgrades bestehen 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 bestehen zu können, bedarf es schnell wirksamer, kraftvoller und kluger industriepolitischer Maßnahmen. Diese Maßnahmen müssen notwendigerweise die Kompensation höherer Betriebskosten einschließen, 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.

Insbesondere in Anbetracht der asiatischen Exportvolumen, die sich nach dem Wegfall des US-amerikanischen Marktes neue Ziele suchen und dort die Volatilität der Preise treiben, ist schnelles Handeln gefordert. Deshalb hat der Bundesverband Solarwirtschaft e. V. in Verbindung mit diesem Schreiben einen **Gesetzesentwurf** ausformuliert, der Resilienz-Auktionen und Resilienz-Boni im EEG verankert.

## II Die Antwort im EEG: Resilienz-Auktionen und Resilienz-Boni

**Schaffung eigenständiger Resilienz-Ausschreibungen im PV-Marktsegment > 1 MW**

Das Auktionsverfahren im EEG bietet einen bereits ausgereiften Marktmechanismus, um Zubau-Volumen und Förderhöhen zu steuern und geeignete Zugangskriterien zu einzelnen Auktionstöpfen zu definieren. Der BSW empfiehlt deshalb, im Rahmen des Solarpakets I die Verankerung von Resilienz-Auktionen bzw. Resilienz-Boni zu schaffen. Dafür sind lediglich minimalinvasive Anpassungen im Rahmen der bestehenden Gesetzesstrukturen erforderlich, so dass eine Umsetzung im parlamentarischen Verfahren der anstehenden EEG-Novelle möglich ist und keine beihilferechtlichen Einsprüche zu erwarten sind.

Die vorgeschlagenen Resilienz-Auktionen sollten nur für PV-Systeme mit einem Mindestanteil an europäischer Wertschöpfung zugängig sein und mit angehobenen Gebotshöchstwerten ausgestattet werden, welche die Zusatzkosten von Modulen ausgleichen, deren Wertschöpfungsstufen vollständig oder teilweise in Europa (hier: Europäischer Wirtschaftsraum = „European Economic Area“) stattgefunden haben. Da Produzenten anders als z. B. im U.S. IRA keine massive OPEX-Förderung in allen Stufen der PV-Wertschöpfungskette zur Preisreduktion nutzen können, ist die Schaffung eines Ausgleichs für die resultierenden höheren Systempreise unabdingbar. Dabei sollte das Volumen dieser Resilienz-Auktionen mit den europäischen Produktionskapazitäten synchronisiert werden und somit dynamisch anwachsen.

Dieses Vorgehen steht im Einklang mit der von der European Solar PV Industry Alliance (ESIA) vorgeschlagenen Marktsegmentierung sowie mit Artikel 20 des Vorschlages der EU-Kommission zum Net Zero Industry Act (NZIA) **(1)**, welcher die Anwendung von über den Marktpreis hinausgehenden Kriterien im Rahmen von Auktionen anregt. Der Nachweis europäischer Wertschöpfungsstufen anhand der Produktionsstandorte bietet das effektivste Kriterium zur Differenzierung (6 Stufen: Solarglas, Polysilizium, Ingot/Wafer, Zelle, Modul, Wechselrichter).

Zur Teilnahme an Resilienz-Auktionen sollten mindestens zwei europäische Wertschöpfungsstufen vorliegen und nachweisbar sein. Lediglich während einer Übergangsphase im Jahr 2024 empfiehlt der BSW, dass vorübergehend das Vorliegen einer einzigen europäischen Wertschöpfungsstufe zur Teilnahme berechtigt. Gewonnene Zuschläge der Resilienz-Auktionen werden im Pay-as-Bid-Verfahren ausgezahlt. Im Falle einer Überzeichnung der Auktionen kommt beim Ranking der Gewinner zusätzlich ein Korrekturfaktor zum Einsatz, welcher unter den eingegangenen Geboten PV-Systeme mit hoher europäischer Wertschöpfungstiefe gegenüber solchen mit niedriger EU-Wertschöpfungstiefe priorisiert, indem er beim Ranking der Gebotswerte Kostendifferenzen absorbiert, so dass PV-Systeme mit hoher europäischer Wertschöpfungstiefe näher am Höchstwert und trotzdem erfolgreich bieten können.

**Schaffung von Resilienz-Boni im PV-Marktsegment < 1 MW**

Auf dem Weg zur vollständigen Skalierung der heimischen Produktionskapazitäten ist es entscheidend, auch im PV-Dachsegment unter 1 MW stabile Absatzmärkte für Produkte aus europäischer Fertigung zu schaffen. Dies kann mit einem Resilienz-Bonus-System erreicht werden, welches analog zu den Resilienz-Auktionen erhöhte Einspeise-Vergütungssätze für Neuinvestitionen in PV-Systeme mit europäischen Wertschöpfungsanteilen garantiert. Im PV-Marktsegment der Leistungsklasse unterhalb von einem Megawatt werden dabei innerhalb der EEG-Förderstruktur Resilienz-Boni verankert, deren Höhe sich nach der Kombination europäischer Wertschöpfungsstufen bzw. der resultierenden Kostendifferenz richtet und ebenfalls einer jährlichen Degression unterliegt.

**Tabelle 1** und **Diagramm 1** visualisieren den für einen stabilen Hochlauf der neuen Produktionskapazitäten benötigten Aufwuchspfad der Resilienz-Volumen im Vergleich zum anvisierten Gesamtzubau. Dabei wird die im NZIA geforderte Abdeckung von 40 Prozent der

Gesamtnachfrage durch europäische Produktion als Ausgangspunkt für die Quantifizierung der Marktsegmente in Deutschland herangezogen. Nicht ausgereizte Auktionsvolumen aus den Resilienz-Ausschreibungen werden den Auktionsvolumen des Folgejahres zugeschlagen. An dieser Stelle spricht sich der Bundesverband Solarwirtschaft e. V. noch einmal deutlich dagegen aus, dass Zubau in förderfreien Anlagen Auktionsvolumen der nachfolgenden Jahre reduziert.

| | Anteil der Resilienz-Programme am Gesamtvolumen des jeweiligen Segments | | |
|---|---|---|---|
| | < 1 MW (Zielpfad des Anteils an der Nachfrage) | > 1 MW Dach-Auktionen | Freiflächen-Auktionen |
| 2024 | ca. 25 % (1,0 GW) | ca. 10 % (0,1 GW) | ca. 5 % (0,4 GW) |
| 2025 | ca. 25 % (1,5 GW) | ca. 20 % (0,2 GW) | ca. 15 % (1,4 GW) |
| 2026 | ca. 27 % (3,0 GW) | ca. 24 % (0,3 GW) | ca. 25 % (2,4 GW) |
| 2027 | ca. 40 % (4,5 GW) | ca. 35 % (0,4 GW) | ca. 40 % (4,0 GW) |
| 2028 | ca. 40 % (4,5 GW) | ca. 40 % (0,5 GW) | ca. 40 % (4,0 GW) |
| 2029 | ca. 40 % (4,5 GW) | ca. 40 % (0,5 GW) | ca. 40 % (4,0 GW) |

**Tabelle 1: Anteil der Resilienz-Programme am Gesamtvolumen des jeweiligen Segments**

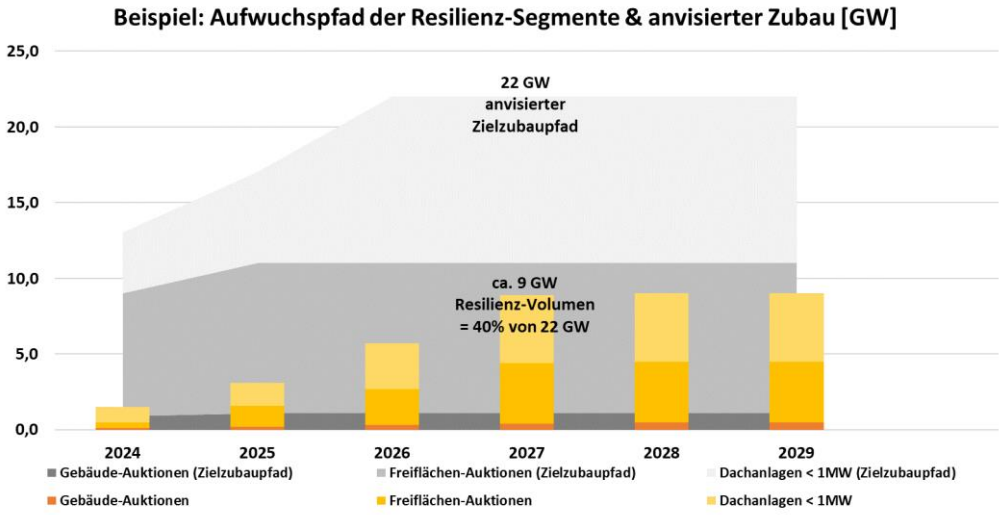



**Diagramm 1: Aufwuchspfad der Resilienz-Programme und anvisierter PV-Zubau in GW**

## III Überschaubare Förder-Parameter garantieren effektive Starthilfe

### Resilienz-Vergütung basierend auf Vergleichsdaten der EU-PV-Initiative

Die von der Europäischen Kommission mitbegründete „European Solar PV Industry Alliance" (ESIA) hat in ihrer Finanzierungs-Arbeitsgruppe unter Einbeziehung der produzierenden Unternehmen die durchschnittliche europäische Kostendifferenz zu Importmodulen für jede einzelne Wertschöpfungsstufe ermittelt **(2)**. Bei stringenter Anwendung der EU-Vorgaben zur Vergütung von PV-Anlagen in Auktionen ergeben sich die in **Tabelle 2** aufgeführten beihilferechtskonformen Korrekturfaktoren pro europäischer Wertschöpfungsstufe. Diese implizieren eine Erhöhung der Gebotshöchstwerte in den Ausschreibungen um 2,3 c/kWh.

Im Segment der PV-Anlagen <1 MW ergeben sich Vergütungsboni, welche sich bei Systemen mit nur zwei europäischen Wertschöpfungsstufen im Bereich von ca. 1,2 c/kWh bewegen. Beim Nachweis einer vollständigen europäischen PV-Fertigungstiefe über 6 Stufen summieren sich diese jedoch zu einem Maximalbonus von 3,5 c/kWh auf. Siehe zweite Spalte in **Tabelle 2**.

| | Resilienz-Auktionen | Resilienz-Boni |
|---|---|---|
| | Korrekturfaktor pro europäischer Wertschöpfungsstufe | Vergütungsbonus pro europäischer Wertschöpfungsstufe |
| PolySi | 0,51 c/kWh | 0,78 c/kWh |
| Ingot / Wafer | 0,41 c/kWh | 0,52 c/kWh |
| Zelle | 0,50 c/kWh | 0,65 c/kWh |
| Modul | 0,68 c/kWh | 0,87 c/kWh |
| Glas | 0,11 c/kWh | 0,13 c/kWh |
| Inverter | 0,09 c/kWh | 0,55 c/kWh |

| | Erhöhung des Gebotshöchstwertes | Maximalbonus (6-stufig) |
|---|---|---|
| Gesamt | + 2,30 c/kWh | + 3,50 c/kWh |

**Tabelle 2: Korrekturfaktoren und Erhöhung des Maximalgebots in Resilienz-Auktionen sowie Vergütungsboni und Maximalbonus für Anlagen < 1MW[1]**

### Skalierung lässt schnellen Degressionsmechanismus zu

[1] Die Höhe der vorgeschlagenen Boni kann sich im weiteren Konsultationsprozess noch geringfügig verändern.

Die Skalierung der europäischen Produktion erlaubt aufgrund des eintretenden Aufholeffektes gegenüber den Produktionskosten von Importmodulen eine Degression um den doppelten Wert der derzeit im EEG vorgesehenen Degression für Vergütungssätze und Gebotswerte. Die anzulegenden Vergütungssätze bei Anlagen < 1 MW reduzieren sich somit ab dem 01. Februar 2025 halbjährlich um zwei Prozent[1] und die Gebotshöchstwerte in den Resilienz-Auktionen um jährlich zwei Prozent, bis eine Angleichung an die regulären EEG-Vergütungen erreicht ist.

**Volkswirtschaftlicher Nutzen übertrifft selbst maximale Programmkosten um Vielfaches**

Obergrenzen für die Kosten lassen sich dadurch abschätzen, dass man bei den Resilienz-Auktionen erfolgreiche Gebote für das gesamte Resilienz-Volumen unter kompletter Ausnutzung der vollen Maximalgebotserhöhung annimmt. Bereits 1 GW an Resilienz-Auktionen erfordern lediglich 20,7 Mio. EUR an zusätzlichen Aufwendungen aus dem EEG pro Jahr. Dieser Betrag sinkt durch die Degression für den späteren Zubau.

Im Bereich der Resilienz-Boni im Segment < 1 MW dürfte vor allem in der Anfangsphase nur selten der komplette Bonus für sechs europäische Wertschöpfungsstufen abgerufen werden. Wenn man dennoch diesen selten erreichten Maximalbonus und den kompletten avisierten Pfad für die Inanspruchnahme der Förderung bei der Berechnung in Betracht zieht, kommen durch Resilienz-Boni weitere Kosten von ca. 31,5 Mio. EUR pro Jahr und Gigawatt zustande. Dieser Betrag sinkt durch die Degression für den späteren Zubau.

**Die jährlichen Mehrkosten für die Zahlung der Resilienz-Boni auf Vergütung bzw. Marktprämien werden damit insgesamt bei einem angestrebten Resilienz-Marktvolumen von max. 9 Gigawatt mit jährlich maximal 0,88 Milliarden Euro ab 2029 finanziell zu Buche schlagen. In der Ramp-up-Phase sind es zuvor maximal 40 Millionen Euro im Jahr 2024, 120 Mio. Euro in 2025, 260 Mio. Euro in 2026, 470 Mio. Euro in 2027 und 680 Mio. Euro in 2028. Dabei sei nochmals betont, dass es sich dabei um die Maximalkosten handelt, die aller Voraussicht nach nicht erreicht werden, da:**

1. Resilienz-Auktionstöpfe nicht immer ausgeschöpft werden
2. Zuschlagshöhen zulässige Gebotshöchstwerte erfahrungsgemäß nicht immer ausschöpfen
3. Im Marktsegment < 1 MW i. d. R. nur ein Teil der Komponenten aus europäischer Wertschöpfung stammt und damit ein geringerer Resilienz-Bonus zu Buche schlägt.

Der BSW geht davon aus, dass die tatsächlichen Kosten der Resilienz-Boni und -Auktionen aus den vorgenannten Gründen über die Gesamtlaufzeit einen einstelligen Milliardenbetrag nicht überschreiten und jährlich mit weniger als 500 Mio. Euro zu Buche schlagen werden.

[1] Dies ist gleichbedeutend mit einer Anwendung des Swanson'schen Gesetzes auf Modulpreise bei einer Berücksichtigung der bereits stärker fortgeschrittenen Skalierung im Bereich der Wechselrichter und des Polysiliziums.

| Jahr | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Maximalgebotserhöhung [c/kWh] | 2,30 | 2,25 | 2,21 | 2,16 | 2,12 | 2,08 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mio. EUR/Jahr pro GW | 20,70 | 20,29 | 19,88 | 19,48 | 19,09 | 18,71 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Auktionsvolumen Gesamt in GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0,5 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | 10,35 | | | | | |
| 1,6 | | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | 32,46 | | | | |
| 2,7 | | | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | 53,68 | | | |
| 4,4 | | | | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | 85,72 | | |
| 4,5 | | | | | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | 85,92 | |
| 4,5 | | | | | | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 | 84,20 |
| Maximale Kosten pro Jahr in Mrd. EUR | 0,01 | 0,04 | 0,10 | 0,18 | 0,27 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,34 | 0,31 | 0,26 | 0,17 | 0,08 |

**Tabelle 3: Maximalkosten der Höchstgebotsanpassung in den Auktionen des 1. und 2. Segments**
**Die zu erwartenden Kosten liegen durch Nichtausreizung der Gebotshöchstwerte niedriger.**

| Jahr | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6-Stufen Vergütungsbonus [c/kWh] | 3,50 | 3,36 | 3,23 | 3,10 | 2,97 | 2,85 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mio. EUR/Jahr pro GW | 31,50 | 30,24 | 29,03 | 27,87 | 26,75 | 25,68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Geschätztes Resilienzvolumen | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | 31,50 | | | | | |
| 1,5 | | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | 45,36 | | | | |
| 3 | | | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | 87,09 | | | |
| 4,5 | | | | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | 125,41 | | |
| 4,5 | | | | | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | 120,39 | |
| 4,5 | | | | | | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 | 115,58 |
| Maximale Kosten pro Jahr in Mrd. EUR | 0,03 | 0,08 | 0,16 | 0,29 | 0,41 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,49 | 0,45 | 0,36 | 0,24 | 0,12 |

**Tabelle 4: Maximalkosten der Resilienz-Boni im Segment < 1 MW**
**Die zu erwartenden Kosten liegen durch die Möglichkeit gemischter Systeme niedriger.**

**Innerhalb desselben Zeitraumes generiert das Resilienz-Programm zudem volkswirtschaftlichen Nutzen in weit größerem Umfang. Neben der Gewährleistung von Resilienz und der Fähigkeit, selbst beim Auftreten von geopolitischen Friktionen den PV-Ausbau und die PV-Produktion zu skalieren, vermeidet die heimische PV-Wertschöpfungskette ein Handelsbilanzdefizit von 3 Mrd. EUR pro Jahr.**

Stattdessen entsteht eine heimische Wertschöpfung, welche alleine während des Förderzeitraumes, selbst bei Berücksichtigung von Preisdegression und Hochlaufphase der Produktionskapazitäten, mehr als 100 Mrd. EUR erwirtschaftet und auch versteuert. Dabei schafft die PV-Wertschöpfungskette bis zu 10.000 hochwertige Arbeitsplätze in einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Branche, welche ein Bruttolohnvolumen von insgesamt ca. 500 Mio. EUR pro Jahr in sogar teilweise strukturschwachen Regionen generiert. Noch nicht einberechnet ist dabei der erhebliche zusätzliche volkswirtschaftliche Nutzen, der sich daraus ergibt, dass europäische solare Giga-Fab-Fertigungen auch auf den stark wachsenden Photovoltaik-Weltmärkten wieder in den vorderen Reihen mitspielen könnten.

## ➔ BSW-EMPFEHLUNG

- **Schaffung zusätzlicher Resilienz-Auktionstöpfe im EEG mit industrie-politischen Zugangsvoraussetzungen** in den EEG-Auktionssegmenten I (FF) und II (Gebäude)
- **Gebotshöchstwerte der Resilienz-Auktionen** berücksichtigen die Mehrkosten europäischer Fertigung, müssen lediglich um 2,3 c/kWh höher sein als derzeitige Referenzwerte und erlauben eine schnelle Degression auf Basis der Skalierung
- Im Falle einer Überzeichnung der Resilienz-Auktionen **Priorisierung der Zuschläge nach Gebotshöhe und europäischer Wertschöpfungstiefe**
- **Schaffung von degressiv gestalteten Resilienz-Boni** (Leistungsklasse < 1 MW) zur Erlangung erhöhter Einspeisevergütungen, deren Bonus je nach europäischer Wertschöpfungstiefe und Mehrkosten zwischen anfangs 1,2 c/kWh (Zelle + Ingot/Wafer) und 3,5 c/kWh bei voller europäischer Wertschöpfungskette liegt.
- **Aufwachsen des Volumens der Resilienz-Auktionen im EEG in den kommenden Jahren auf maximal 40 Prozent** des geförderten PV-Installations-volumens und **Zielwert von 40 Prozent der Nachfrage bei den Resilienz-Boni**
- Berücksichtigung des **volkswirtschaftlichen Nutzens**, welcher die maximalen Kosten der Resilienz-Programme um ein Vielfaches übertrifft:

  Die Stabilisierung der PV-Industrie in ihrer Hochlaufphase schafft nicht nur **Resilienz gegenüber geopolitischen Friktionen**, sondern vermeidet auch ein jährliches **Handelsbilanzdefizit von 3 Mrd. €**, erzeugt über den Förderzeitraum eine **steuerpflichtige Bruttowertschöpfung von über 100 Mrd. EUR** und schafft bis zu **10.000 hochwertige Arbeitsplätze** mit einem Bruttolohnvolumen von ca. 500 Mio. EUR in teilweise strukturschwachen Regionen.

**Quellen:**

**1. EU-Kommission.** Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologieprodukten (Netto-Null-Industrie-Verordnung). [Online] 16.03.2023. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF.

**2. ESIA Finance Workstream.** ESIA Forum II Solar Manufacturing in EU - 3 - Financing of European PV Manufacturing. [Online] 13.06.2023. https://www.thesmartere.de/media/document/ISEU2023_Conference_Day2_14B.zip.

## Rückfragen

**Dr. Alexander Rohlf, rohlf@bsw-solar.de, 030 29 777 88 – 55**

TAGESSPIEGEL
BACKGROUND

Energie & Klima

# Wie ein günstiger Solarausbau mit einer höheren Resilienz geht



Gunter Erfurt, CEO der Meyer Burger Technology AG FOTO: MEYER BURGER

**Über den Schaden durch Solarzölle zu diskutieren, führe nicht weiter, meint Gunter Erfurt, Chef des PV-Herstellers Meyer Burger, in seinem Standpunkt. Denn dieser Strohmann stehe gar nicht zur Debatte. Wohl aber sei es ein großes Problem, dass chinesische Hersteller riesige Überkapazitäten aufbauten und unter Kosten nach Europa verkauften. Dadurch mache sich die EU vollständig abhängig von China. Er schlägt einen über das EEG finanzierten Resilienzbonus vor.**

von **Gunter Erfurt**

veröffentlicht am 12.10.2023

# Lernen Sie den Tagesspiegel Background kennen

Sie lesen einen kostenfreien Artikel vom Tagesspiegel Background. Testen Sie jetzt unser werktägliches Entscheider-Briefing und erhalten Sie exklusive und aktuelle Hintergrundinformationen für 30 Tage kostenfrei.

Jetzt kostenfrei testen

Sie sind bereits Background-Kunde? **Hier einloggen**


Zuallererst: **Kein Hersteller**, der derzeit in Europa Solarzellen oder Solarmodule produziert, **fordert Zölle** auf die Einfuhr **chinesischer Solarmodule**. Diese Behauptung, wie sie teilweise auf LinkedIn und auch in einem Gastbeitrag des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) vor rund einer Woche an dieser Stelle aufgestellt wurden, ist ein **Strohmann**, der davon ablenkt, worum es eigentlich geht: Darum, die europäische Solarindustrie wieder aus ihrer sehr kleinen, aber kraftvollen Nische zu holen und sie in nur wenigen Jahren – bis 2030 – in die Lage zu versetzen, **mindestens 40 Prozent** der in Europa installierten Solaranlagen selbst herzustellen.

Das ist das **Ziel der EU-Kommission und der Bundesregierung**. Es geht darum, **strategische Resilienz** aufzubauen – nicht nur eine Lehre aus dem Versorgungseinbruch beim Gas nach dem russischen Einmarsch in die Ukraine, sondern auch aus der schmerzvoll erfahrenen Abhängigkeit Europas bei anderen Produkten während der Corona-Pandemie.

Nur: Von dieser Aufbruchsstimmung –durch die **Bundesregierung** nicht zuletzt mit dem „**Leuchtturmprogramm Solarindustrie**“ verbreitet –

kommt bei der europäischen Solarindustrie aktuell nichts an, im Gegenteil, deren **Lage verschlechtert sich täglich**: Einzelne deutsche Modulhersteller haben nach mehreren Jahrzehnten erfolgreicher heimischer Produktion ihre Arbeit bereits eingestellt, andere füllen vor allem die Lager.

**Substanz und Investitionen stehen auf dem Spiel**

Schon heute sind **wichtige vorgelagerte Hersteller** die Leidtragenden: So haben die beiden einzigen Produzenten von Solarwafern in Europa ihre Anlagen abgestellt oder sind insolvent. Der einzige europäische **Solarglashersteller**, ein Unternehmen in der Nähe von Cottbus, muss entscheiden, wie lange es seine Glaswanne noch betreiben kann. Eine gewichtige Entscheidung, denn einmal abgestellt, lässt sich diese Produktionsanlage kaum wieder hochfahren. Und unter den vielen Projekten zum Wiederaufbau der europäischen Solarindustrie gibt es zahlreiche, bei denen sich Investoren und Unternehmer fragen, ob sich Investitionen und Aufbauarbeit **wirklich lohnen**.

Angesichts des **Solarbooms in Deutschland** – schon Anfang September wurde mit neun Gigawatt das Zubauziel für das Gesamtjahr erreicht – ist das auf den ersten Blick **unverständlich**. Auf den zweiten Blick aber ist genau die gleiche Ursache, die für das hohe Ausbautempo mitverantwortlich ist, auch der Grund für die schwere Krise der europäischen Solarindustrie: **weit unter Herstellkosten „verkaufte" Solarmodule aus China**. Sie sind für die Hälfte oder einem Drittel von dem Preis zu haben sind, den europäische Hersteller aufrufen müssen.

Ein Blick in die Zahlen: Die besten und größten Hersteller in China produzieren nach Angaben des Analysehauses Solarmedia aus London heute für **knapp 20 Cent pro Watt** Solarleistung. Das Gros hat höhere Kosten, die übrigens nicht weit weg liegen von denen, die auch in Europa erreichbar sind. Ein 400-Watt-Solarmodul verlässt die kosteneffizienteste Fabrik in China damit zu **Produktionskosten von 80 Euro**. Marge, Logistik, Marketing und weitere Kosten kommen noch obendrauf. Dennoch sind

solche Solarmodule in Europa gemäß Preisindex von PVExchange für **15 Cent pro Watt** (60 Euro pro Modul) und weniger zu kaufen.

Googeln Sie einfach mal, es ist nicht schwer, diese Module zu finden. Dass statistisch betrachtet 40 Prozent davon mithilfe von **Zwangsarbeit** produziert worden sind, steht dabei nicht auf den Verkaufsplattformen. Nachlesen lässt es sich aber zum wiederholten Mal in der erst wenige Wochen alten Studie „Over-Exposed“ der Sheffield Hallam University.

Wer den europäischen Herstellern angesichts solcher Produktions- und Verkaufspraktiken vorwirft, sie müssten ihr **Kostenproblem** lösen, hat **fundamentale Dinge nicht verstanden**. Es ist für kein Unternehmen möglich, ohne Unterstützung von außen dauerhaft unter Herstellungskosten zu verkaufen, auch nicht in China. Im Gegenteil, die dortige Industrie ist nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) in den letzten Jahren **mit mindestens 50 Milliarden Dollar gefördert** worden, um genau dieses staatliche Oligopol weltweit im Bereich der Solarindustrie aufzubauen und Abhängigkeiten zu erzeugen. Würde alles nach rein marktwirtschaftlichen Regeln ablaufen, müssten wir schon eine große **Insolvenzwelle chinesischer Hersteller** sehen. Dann würde auch die Auslastung der verbliebenen chinesischen Fabriken wieder steigen – aktuell liegt sie bei unter 60 Prozent, wie Solarmedia ebenfalls berichtet.

**Der Immobilienblase Chinas folgt die Solarblase**

Stattdessen sehen wir aber: Woche um Woche kündigen Unternehmen in etlichen chinesischen Provinzen **neue Solarfabriken im Gigawatt-Maßstab** an – auf den ersten Blick völlig marktfern. Bis Ende des Jahres wird die Produktionskapazität vermutlich doppelt so groß sein wie die Nachfrage im Jahr 2023. Die Sache erinnert ein wenig an Chinas **Immobilienblase**, bei der auf Teufel komm raus riesige Geisterstädte gebaut wurden, die niemals bezogen wurden.

Denn ebenso wie der Immobilienboom wird der chinesische Solarboom maßgeblich über die **zu Wirtschaftswachstum verdammten Provinzen**

getrieben – etwa mit Investitionssubventionen, Energiegeschenken und Übernahme von Lohnkosten (oder eben Zwangsarbeit). Der Unterschied ist: Die Wolkenkratzer-Bauruinen in den Speckgürteln der großen chinesischen Städte sind im Wesentlichen ein **innerchinesisches Problem**. Auf die absehbare chinesische Solarblase baut Europa hingegen seine Energiewende mit einer de facto hundertprozentigen Abhängigkeit auf.

Wir müssen daher über die derzeit fehlende Resilienz sprechen und Lösungen entwickeln, wollen wir wirklich aus der Abhängigkeit rauskommen und **Liefersicherheit bei den erneuerbaren Energien** entwickeln. Was tun wir zum Beispiel, sollte China in Taiwan einfallen und als europäische Antwort Handelsembargos diskutiert werden müssten?

Was ist also das richtige und nachhaltige Instrument, wenn es Zölle nicht sind, weil die Energiewende schon viel zu sehr von China abhängig ist, wir aber gleichzeitig diese Abhängigkeit in wenigen Jahren reduzieren müssen? Die auf der Hand liegende **Lösung** lautet: Wir sollten sowohl nach einem günstigen Ausbau der Photovoltaik streben als auch nach einem, der unsere Resilienz bei dieser Zukunftstechnologie erhöht. Das kann über einen **Bonus** erfolgen, den Betreiber von Anlagen künftig dann erhalten, wenn sie sich für eine Solaranlage entscheiden, die zu wesentlichen Teilen **aus Europa stammt**.

Die Mittel für diesen **Resilienzbonus** ließen sich über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (**EEG**) als Aufschlag auf die Einspeisevergütung zahlen – es geht zunächst nur um Beträge im **zweistelligen Millionenbereich pro Jahr**. Der Bundestag hat im Rahmen der laufenden Novelle des EEG in den kommenden wenigen Wochen die Chance, ein solches Instrument für den Aufbau von „Freiheitstechnologien“ auf den Weg zu bringen. Es könnte als „Leuchtturm-Entscheidung“ für die gesamte Europäische Union gerade noch rechtzeitig kommen, um den **fruchtbaren Keim** der europäischen Solarindustrie am Vertrocknen zu hindern und zu großer Blüte zu bringen. Ein **lohnendes Ziel**, denn die europäische Solarindustrie kann ähnlich groß werden wie die europäische Automobilindustrie.

*Gunter Erfurt ist seit 2015 bei Meyer Burger Technology, seit 2020 ist der promovierte Physiker CEO. Das Unternehmen mit Sitz und Forschungsstandorten in der Schweiz produziert in Freiberg (Sachsen) und Bitterfeld-Wolfen (Sachsen-Anhalt) Solarzellen und -module. Beim Wachstum konzentriert sich das Unternehmen nach eigenen Angaben inzwischen auf die USA, bis die „hiesigen Marktbedingungen fair und nachhaltig sind".*


# Lernen Sie den Tagesspiegel Background kennen

Sie lesen einen kostenfreien Artikel vom Tagesspiegel Background. Testen Sie jetzt unser werktägliches Entscheider-Briefing und erhalten Sie exklusive und aktuelle Hintergrundinformationen für 30 Tage kostenfrei.

Jetzt kostenfrei testen

Sie sind bereits Background-Kunde? **Hier einloggen**

ESIA European Solar PV Industry Alliance

*Brussels, 06.11.2023*

**EUROPEAN SOLAR PV INDUSTRY ALLIANCE**

**RECOMMENDATIONS PAPER SERIES III**

# *Effective and practical implementation of non-price criteria in specific public procurement, public auctions, and residential market segments for solar PV systems*

*Endorsements, adoptions of opinions and recommendations in this paper do not necessarily represent the views of the European Commission. The Commission cannot be held responsible for any use which may be made of the information contained therein.*

## 1. EXECUTIVE SUMMARY

This paper presents the analysis of the European Solar PV Industry Alliance (ESIA) and its recommendations for an effective and practical implementation of non-price criteria (NPCs) for resilience and ESG in specific public procurement, public auctions, industrial, commercial and residential market segments for solar PV systems. ESIA suggests the application of NPC above legal minimum standards in accordance with article NZIA 19–21. Those NPC will remain limited to specific resilience segments for volumes commensurate with the EUs manufacturing capacity objectives for 2030 and leave the other segments free of NPCs in order not to impact the accelerating pace of cost-effective solar PV developments.

The ESIA calls for an EU regulatory environment that allows Member States to apply NPCs in specific solar PV "resilience auctions", "resilient renewable energy support schemes" (consumers), and "resilience procurement" in the shortest possible terms. The key design feature of these auctions and support schemes is that they apply, first and foremost, resilience NPC for key components of solar systems as qualification for resilience bonus payments. Those increase with the level of resilience content being used in a solar system. The bonus payments should compensate for the additional cost related to resilience products compared to the majority of non-European products. In this way, it is intended as OPEX-support for the European PV manufacturing industry.

Given the urgency of providing stable market conditions for the remaining EU solar manufacturers, ESIA suggests to focus on EU content in the beginning and proposes to add other non-pricing criteria such as environmental, sustainable, energy efficient, innovation, social, etc. as soon as they have been adopted by the EU Commission in accordance with EcoDesign and other regulations (2025–2027). Those non-financial criteria should then apply in addition to resilience criteria, and not substitute them.

The "landing zone" of the proposed regulation is the Net Zero Industry Act, which is currently (October 2023) being negotiated within the European Parliament and the European Council. For this reason, the proposed regulation at this stage needs to be very lean and compatible with the draft regulation. Section 2 outlines the minimum necessary changes to the NZIA.

The resilience segments should follow a staged approach in the next years, in reflection of the growing EU PV manufacturing capacities, which should amount to at least 40 GW by 2030 reflecting a 40% market share of EU manufactured components used for solar PV developments in the EU by

2030. The growth trajectory to 2030 should be defined by the capacity of the EU PV manufacturing industry as it is supported via the Temporary Crisis and Transition Framework (TCTF), EU Innovation fund and other public schemes.

## 2. RECOMMENDATIONS FOR NZIA

The concrete regulation will very much depend on the renewable energy support schemes in the individual EU Member States. However, the NZIA should provide a common European framework, in particular with respect to: (1) ensuring a technology-specific approach to non-price criteria (NPCs), and (2) embedding the principle of specific and limited application of NPCs to a small but growing segment of public auctions, public procurement and end customer PV implementation schemes.

From that point of view, we suggest the following amendments to the NZIA proposal:

**Art. 19.1 (NEW):** Attending to the market conditions of each (strategic) net zero technology, the implementing act or guidance document referred to in Article 22 shall allow the possibility for the Member States to apply the resilience and sustainability criteria of Article [19.2] exclusively in dedicated public procurement procedures, for a volume commensurate with the Union manufactured capacity objectives set out in Article 1 of the NZIA. The implementing act or guidance shall provide further guidance on the structure, yearly manufacturing objectives leading to 2030 targets, design and implementation of such dedicated public procurement processes. Member States shall not be obliged but can voluntarily assess the resilience and sustainability contribution in public procurement procedures exceeding the obligatory volume reserved and implemented through dedicated procedures.

**Art 19.5 (NEW):** The application of the sustainability and resilience contribution in public procurements needs to be technology-specific and fully tailored to the market conditions of each (strategic) net zero technology and should be further specified in the implementing act or guidance document referred to in Article 22.

**Art. 20.1 (NEW):** Attending to the market conditions of each (strategic) net zero technology, the implementing act or guidance document referred to in Article 22 shall allow the possibility for the Member States to apply the resilience and sustainability criteria of Article [19.2] exclusively in

dedicated auctions, for a volume commensurate with the Union manufactured capacity objectives set out in Article 1 of the NZIA. The implementing act or guidance shall provide further guidance on the structure, yearly manufacturing objectives leading to 2030 targets, design and implementation of such dedicated auctions. Member States shall not be obliged but can voluntarily assess the resilience and sustainability contribution in auctions exceeding the obligatory volume reserved and implemented through dedicated auctions.

**Art 20.4 (NEW):** The application of the sustainability and resilience contribution in public auctions needs to be technology-specific and fully tailored to the market conditions of each (strategic) net zero technology and should be further specified in the implementing act or guidance document referred to in Article 22.

**Art 22.1 (NEW):** By 6 months after the date of entry into force of this Regulation, the Commission shall adopt an implementing act or guidance specifying the application of non-price criteria to the market conditions of each (strategic) net zero technology.

The NZIA needs to be further defined in implementing act or guidance by a "PV annex" specifying:

- Components along the full supply chain independent of PV technology, i.e., for crystalline technologies; silicon metal, polysilicon, ingots, wafers, cells, glass, modules and respectively semiconductors, for thin-film technologies; glass and modules and inverters;
- A European funding gap methodology and its regular revision on EU level (could be done by JRC or ESIA platform) to specify the bonus for individual components on a standardized basis;
- Sustainability properties eligible for sustainability bonus based on EcoDesign regulation or alternative preliminary data, certified by a trusted, independent third party and respective share of a general, standardized sustainability bonus.
- The obligation of the individual Member States to translate the standardized bonuses to the appropriate needs of the individual Member States in terms of irradiation and their individual renewable energy support schemes.

## 3. OVERVIEW AND INTRODUCTION

Essential routes-to-market for solar PV include public auctions, tenders, and support schemes as they cover utility-scale, all rooftop segments, and public procurement. Applying a smart bonus system, based on clear NPCs, will therefore have a meaningful and positive impact on providing visibility for market offtake for domestically produced solar PV systems. Such visibility could not be overestimated in importance as it would substantially reduce upfront investment risks in solar PV supply chains in Europe, which is especially key in the first years of scaling-up the solar PV manufacturing industry.

At the same time, the NPC-based bonus system should not be seen as a silver bullet in its own right. As outlined in the ESIA Finance recommendation paper 1 "Recommendations on financial mechanisms to fill the cost gap and restore the PV industry in Europe", other recommendations are equally important to advance in parallel. In that sense, this paper complements the ESIA recommendation paper 1, and completes the picture on what a successful EU solar PV industrial strategy looks like.

On March 16th, 2023, the EU Commission proposed the Net-Zero Industry Act (NZIA) creating the regulatory environment for scaling up manufacturing of clean technologies in the EU. The ESIA takes this regulatory proposal, in particular Chapter IV Art. 19-21 related to sustainability and resilience contribution in public procurement procedures, auctions, and end consumers support schemes, as a starting point for its recommendations. In order to make the non-price criteria effective and practical, the ESIA has developed a proposal on what criteria and metrics could be used and how to relate this to bonus payments in specific resilience auctions and procurements. This proposal is being presented on the following pages. It shall be used to detail the changes to the NZIA described in section 2.

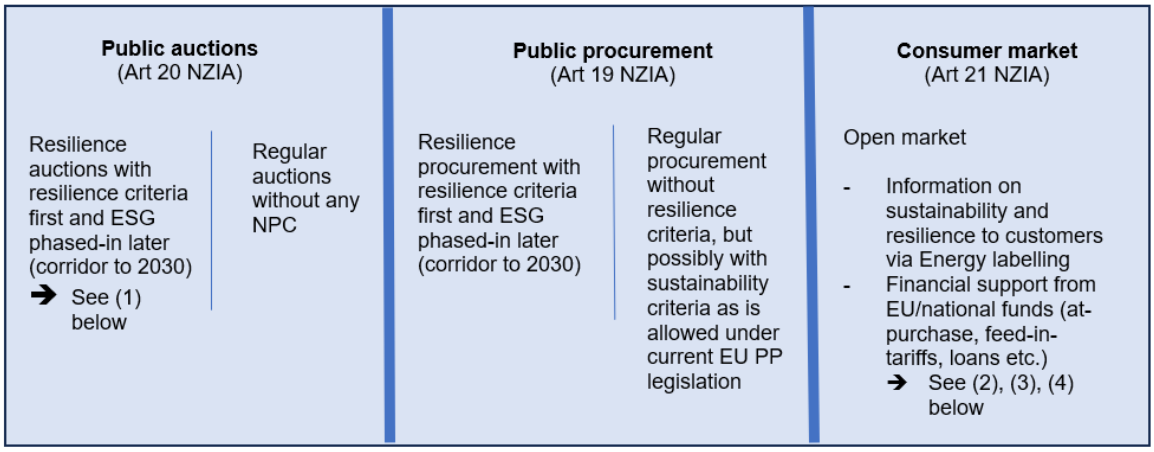
## 4. NON-PRICE CRITERIA AND BONUS SYSTEM: PRINCIPLES

The objective of defining bonus payments is to recognize and reward PV products which enhance the long-term resilience of the European energy system and all pillars of sustainability, economic, social and environmental. This is different from setting standards for market access, for example related to human rights or de minimis environmental requirements as set by EU EcoDesign legislation. For sake of clarity, the ESIA applies zero-tolerance to any human rights violations,

including child labour and forced labour, in the solar PV supply chain. Approved and proven ESG management systems by an acknowledged third-party certification system, that enable companies to manage their own supply chains according to ESG standards, may be considered as an additional — but not exclusive — source for demonstrating, that companies are committed to sustainability best practices in their own production.

- Non-price criteria should be based on ambitious thresholds, which should be periodically adjusted to market and industry developments. Once implemented, the dataset for EcoDesign could be used for product-level certification by a qualified body. Before the implementation of EcoDesign, comparable third-party certification can serve as a substitute to certify that all information is reliable, and claims are substantiated.
- As resilience is one of the major driving forces for the renaissance of solar PV manufacturing industry in Europe, the resilience criterion should be given higher weight than the sustainability criterion. Complying with a minimum number [2] of resilience criteria will grant access to sustainability bonuses, too.
- The implementation of NPCs needs to be technology-specific and fully adapted to the real market conditions for solar PV. The ESIA, therefore, strongly calls to use the Implementing Act as the place to develop such a tailored approach for solar PV market access rules under the NZIA Chapter IV. Such tailoring is important in several aspects:
    - The application of NPCs for solar PV must remain limited to specific tenders, procurement and consumer segments, in reflection of the growing EU production capacities towards at least 40 GW by 2030 (proxy to 40% EU-market share by 2030).
    - Cost proportionality clause: While the ESIA supports the principle of a cost proportionality clause, it highlights that any threshold should be determined by using a financing gap analysis specific to the solar PV sector, for example as provided by the ESIA through the recommendation paper “Recommendations on financial mechanisms to fill the cost gap and restore the PV industry in Europe”. To reflect dynamics in pricing and production costs, the financing gap analysis needs to be reviewed and adopted regularly.

## 5. NON-PRICE CRITERIA AND BONUS SYSTEM: DESIGN FEATURES




(1) Resilience auctions corridor of 5 GW in 2025, 10 GW in 2027 and 30 GW in 2030 across EU. This growth trajectory (including 3) is based on current production capacity and expected production capacities under the TCTF, Innovation Fund and other already established EU/EEA initiatives.

In case of undersubscription in resilience segments, the tendering agencies shall make sure that resilience volumes are not lost but that a substantial fraction is carried over to the next year. One feasible mechanism in the case of undersubscription in resilience segments is to carry over the undersubscribed volume x from resilience auction round 1 to resilience auction round 2. If round 2 sees undersubscribed volume y, only y-x volume is carried over to round 3 (if higher than 0). The rest goes to the regular segment, in order not to lose auctioned PV volumes.

Example 1: Resilience auction 1 calls for 1 GW solar PV but remains undersubscribed by 50% (500 MW). This 500 MW is added to the next resilience auction 2, which becomes 1.5 GW. If again undersubscribed by 50% (750 MW), only 250MW (750-500 MW) goes to resilience auction 3 and the rest (500 MW) moves to the regular segment.

Example 2: Resilience auction 1 calls for 1 GW solar PV but remains undersubscribed by 50% (500 MW). This 500 MW is added to the next resilience auction 2, which becomes 1.5 GW. If again undersubscribed but by only 25% (350 MW), no additional capacity goes to resilience auction 3 (as 350-500 is below 0). Still, the remaining unallocated 350MW moves to the regular segment.

(2) EU Energy Labelling provides B-2-C information on a products' energy and environmental performance. This is now in the making for solar PV modules in parallel to EcoDesign for adoption early next year and entry into force in two years. The ESIA proposes to extend the information on the label from sustainability only to also include resilience information via a percentage of EU content. Such information can be based on the product information sheet as will soon be required under the EcoDesign Directive for solar PV. The directive therefore should be requiring the product information sheet to contain a table indicating the origin of the main components along the full supply chain independent of PV technology, i.e., for crystalline technologies; silicon metal, polysilicon, ingots, wafers, cells, glass, modules and respectively semiconductors, for thin-film technologies; glass and modules and inverters.

(3) Consumers that choose PV systems with EU content will be compensated for the additional cost, either from a national or an EU fund. The benefit of an EU funding scheme is that consumers in lesser affluent Member States (that can't afford a national compensation scheme) can benefit as well. The compensation by default will be granted via the standard renewable energy support scheme in the respective member state which needs to be adjusted based on the overweight to be defined on EU level[1]. [The growth in the consumer segment can be deducted from the auctions and/or the public procurement segments].

(4) Standardized bonuses for resilience content will be calculated based on a funding gap analysis on the EU level which needs to be updated regularly. The member states will adjust the bonuses according to their national solar PV remuneration schemes and their irradiation conditions. In order to be able to compensate for a sufficient fraction of initial funding gaps, it is advisable to render the allowance for compensation in NZIA Art. 21, 2 technology-specific based on a funding gap analysis to up to 15% of the system costs for solar PV systems.

[1] Compensation should be implemented within national energy support schemes in a way that encompasses varying business models and varying PV system setups.

## 6. NON-PRICE CRITERIA ON RESILIENCE AND SUSTAINABILITY: SUGGESTIONS

The Table below presents the initial and most critical set of criteria suggested by the ESIA, including their respective proposed metrics, thresholds, and references for assessment. As this is just the starting point, the following NPC considerations are recommended to be examined in a second phase: Circularity of processes, Respect for the local environment and biodiversity, GES emissions and water/air/soil pollution, Profit distribution within the local community, and other Social and Governance aspects falling under EPEAT.

The sustainability bonuses are proposed to be calculated based on an EU funding gap analysis which assesses the cost of better than the legal minimum requirements — similar to the resilience bonuses.

**Table 1:** Non-price criteria on resilience and environmental categories

| | **Sub-category** | **Application level** | **Metric / threshold** |
|---|---|---|---|
| ***Resilience*** | Concentration of supply (Dependence on main source of supply for more than 65%) | PV module level | Grant overweighting should be selectively employed for PV installations encompassing the following recommended (to start with) key general component categories, along with the associated materials and components required for these categories. However, it is important to note that these categories are not exhaustive, as the list of components should undergo routine resilience assessments and be updated periodically in response to the evolving landscape of the manufacturing industry.<br>• Silicon Metal<br>• Polysilicon<br>• Ingot<br>• Wafer<br>• Cells<br>• Module<br>• Glass<br>• Inverters<br>• Primarily used components<br>• Manufacturing Equipment<br>• Frame<br>The overweight will be calculated based on a funding gap analysis at the EU level and the funding gap, along with the resilience assessments, needs to be updated regularly. |

| | Sub-category | Application level | Metric / Threshold | Reference |
|---|---|---|---|---|
| *Environmental* | Carbon footprint | PV module level | Below 400 (as premium)/630 (minimum) g/kWh / g/kW. Carbon footprint is calculated using EPEAT methodologies to avoid greenwashing | EcoDesign |
| | Energy yield | PV module level | Equivalent to PV Energy Label class B or above under temperate coastal climate zone | EU EcoLabel |
| | Recycled content | PV module level | Recycled content of a given material is 10% above than industry average, based on default parameters used in PV EcoDesign Circular Footprint Formula | EU EcoLabel |
| | Recyclability and reparability | PV Module and Inverter level | PV Cycle certified, C2C certified on all products sold in the EU and the EcoDesign recyclability score. | EU EcoDesign |
| | Warranted lifetime | PV module level | [Performance/Product] warranty above 25 years awards minor bonus, [Performance/Product] warranty above 30 years additional bonus points | Manufacturer warranty sheet |
| | Zero tolerance on human rights abuses, including forced labour | PV module and all other components | Due Diligence verified by an approved Third Party + compliance with EU ban on forced labour when in place can be used as an additional source of information. Requires tracing and tracking. | EMS certification |
| | Energy efficiency | PV inverter level | Above 98.5% European efficiency | EcoDesign |

To the President of European Parliament Roberta Metsola
To the President of the European Commission Ursula von der Leyen
To the Executive Vice-Presidents of the European Commission Margrethe Vestager, Valdis Dombrovskis, Maroš Šefčovič
To the Commissioners Thierry Breton, Kadri Simson
To the Spanish Presidency of the Council of the European Union – President of the Government of Spain Pedro Sánchez

11 September 2023

**THE FUTURE OF THE EUROPEAN SOLAR INDUSTRY AND A RESILIENT EUROPEAN ENERGY SUPPLY IS IN REAL DANGER — IMMEDIATE ACTIONS NEEDED TO AVERT A WAVE OF BANKRUPTCIES IN THE EUROPEAN PV MANUFACTURING INDUSTRY**

Dear Excellencies,

Through this correspondence, we, the signatories of the letter — representatives of the European solar manufacturing industry — wish to draw attention to an exceedingly detrimental situation currently confronting us which is the unsustainably ultra-low prices of PV modules supplied from China to Europe. **In recent months the prices of PV modules have dropped by more than 35% to 0.15 €/W. The existing European PV glass and modules manufacturing companies have limited chances for selling the production in such circumstances, and consequently during the next months there is an imminent risk that many European manufacturing companies will face substantial difficulties, in some cases even insolvency, if no decisive actions are taken.**

While the European Commission and the Member States have made official commitments and taken strides in launching policy frameworks and supportive measures to foster a European PV manufacturing industry renaissance, **the actual impact of these initiatives are at risk of being in vain by an intentional and purposeful attack by Chinese PV manufacturers.** Regrettably, the present scenario casts doubt upon the feasibility of the European Solar PV Industry Alliance's objectives and the efficacy of the Net-Zero Industry Act in fortifying the EU's PV supply chain resilience. **With the window of opportunity fast closing, the foundational pillars of the future solar industry will diminish in the coming months, unless robust, resolute and consistent intervention is promptly orchestrated by the EU and its Member States.** Ensuring swift and strategic action is imperative to avert a wave of bankruptcies or migration among current European PV manufacturing companies.

In the past months, the foundation for the renaissance of the European PV manufacturing industry has deteriorated dramatically. European expenditures on solar PV import have surged, escalating from from about €6 billion in 2016 to over €25 billion last year. Notably, in European ports, mainly in Rotterdam, **there currently exist a substantial storage of Chinese PV modules which currently cover twice the entirety of Europe's annual demand.** Chinese-made PV modules are currently piling in European warehouses, with an estimated 40 $GW_{dc}$ of stored capacity at the start of 2023 — a volume equivalent to 2022's entire continent-wide annual installed volume. Despite the large inventory at the start of the year, imports have continued to rise in the six first month of 2023, further exacerbating the situation. Consequently, **in 2023 the imports are on track to set a new record at 120 GW, surpassing the expected installations in 2023 of just over 60 GW.** This severely impacts current European PV manufacturers, their future plans for scale-up capacities, and the plans of potential new European PV manufacturers to establish production facilities in the EU. **In early 2023, Chinese companies, having production costs estimated at about 0.20 €/W based on declared numbers, have now taken a dumping stance in the European market. They are offering European customers a series of 2-year contracts, with prices consistently undercutting 0.15 €/W. These offers are contingent upon minimum yearly orders of 2 MW and come with a stipulation of exclusivity.**

**As a consequence of the aggressive actions of the Chinese suppliers, European PV modules production dropped extensively and currently European PV module manufacturers have more than 500 MW of their produced modules in stock — above 30 % on the annual manufacturing capacity on average —** as they are unable to sell their European made products at prices that cover their costs. Consequently, they have been forced to reduce or shut down production and reduce staff working in European facilities. An illustrative situation that underscores the pressing challenges faced by the European PV industry pertains to the state of Ingot and Wafer production. Norwegian Crystal, a notable ingot producer, filed for bankruptcy on August 21st and shortly thereafter, NorSun AS, driven by the significant price collapse in Europe, announced on September 7th that they would temporarily halt production at the Årdal plant and institute temporary layoffs for their employees until the year's end. **Consequently, Europe currently finds itself almost without ingot and wafer production for the PV industry.**

**European manufacturers currently face a stark dilemma: either continue to halt production and risk a controlled exit or bankruptcy towards the end of the year when inventories of the companies have to be de-valued based on the market conditions, or for those able to, migrate to the US or other regions of the world that support the renaissance of their own PV industry, and would warmly welcome the know-how and expertise of the European companies.** In contrast to the exodus of the European solar industry in 2012, which was accompanied by numerous bankruptcies, European PV manufacturers can today find a safe harbor primarily in the US and are warmly welcomed there. The US extends a hospitable embrace through initiatives like the Inflation Reduction Act, reinforced by stringent import regulations and anti-dumping tariffs. These measures establish an environment of assured investment and a predictable market, providing PV manufacturers a robust foundation to thrive upon.

**The undersigned companies therefore ask the European Commission and the Member States for immediate EU level and government protection.**

1. **Immediate exclusion from the European market of solar modules produced with forced labor.** We cannot compete with and will not turn a blind eye to modern slavery. Large volumes of unethical produced PV modules — originally bound for the US market but prevented to enter by the existing Uyghur Forced Labor Prevention Act (UFLPA) — are now being dumped in Europe which lack processes to stop modules manufactured with forced labor.
2. **Swift emergency acquisition of European PV manufacturers' PV module inventories in response to the forced price decline caused by Chinese unjust trade practices.** These PV modules, for example, could be procured through the refinement of competitive bidding process within the *Temporary Crisis and Transition Framework* (TCTF) or elaborating the *Ukraine Facility* framework for Ukraine aid and rebuild, and/or eventually as well for energy aid for Africa. An expedited emergency measure aimed at protecting European PV module producers during this pivotal period will effectively tackle this issue and is critical for the survival of many European manufacturing companies.
3. **Encouragement for European PV installers and project developers to incorporate a minimum share of European production along the entire PV value chain for European PV deployment.** This will secure a stable market for European manufacturers in the medium term. A prerequisite for this is a clear definition of what a European solar PV module is. This must be developed and implemented within the framework of the currently ongoing negotiations of the Net-Zero Industry Act Articles 19 and 20. The inclusion of non-financial criteria (NFC) in PV auctions should also be included as reward the environmental and social benefits of European PV modules is a key tool for levelling the playing field with Chinese modules. In particular, a coherent framework for rating the social responsibility performance along PV value chains is a prerequisite for closing the cost gap with Chinese competition. The European PV manufacturing industry urgently requires assurance regarding the uptake of domestic production, commencing no later than 2026. This could be initiated with a 10% target, that is subsequently increased every year toward the 2030 goal of 40%, as stipulated in the NZIA. However, the current version of NZIA lacks the necessary yearly benchmarks, concrete mechanisms, or a mandatory framework, which is crucial for securing future investments in the sector. In addition, the introduction of a Net-Bonus system (resilience criteria and ESG criteria) within the NZIA framework, that will support all parts of the European value chain should be seriously considered.

These are the examples of concrete initial minimal measures, requiring prompt formulations by the European Commission and the Member States. Alternatively, should alternative measures arise, they too warrant consideration. **Our earnest plea implores the EU to transform the lofty declarations of 2022 and 2023 into immediate, resolute actions. Failure to do so will regrettably lead us, and the citizens of the European Union, to conclude that the revival of the European solar PV industry lacks genuine commitment. Inaction will jeopardize the implementation of Green Deal goals, undermine the potential realization of the Net-Zero Industry Act, particularly within the PV sector, and the European Solar PV Industry Alliance will be condemned.** Presently, Europe confronts an existential crisis — a perilous trajectory toward complete reliance on China for this pivotal technology of the European energy transformation. The urgency of the situation necessitates steadfast action to avert such a scenario and safeguard Europe's self-reliance in the solar PV industry.

Yours sincerely,

## European cell and/or module manufacturers

Gunter Erfurt
CEO
Meyer Burger Technology AG

Benjamin Trinkerl
CEO
Heckert Solar GmbH

Anja Lange
Managing Director
First Solar GmbH

Rüdiger Drewes
CEO
CS Wismar GmbH

Lucas Weiss
CEO
Voltec Solar

Halil Demirdag
CEO
Smart Solar Technologies

Tim Leutert
Managing Director
Soluxtec GmbH

Julius Sakalauskas
CEO
SoliTek Cells JSC

Peter Prasser
CEO
Sonnenkraft GmbH

Benjamin Trinkerl
CEO
Heckert Solar GmbH

Akos Haidegger
CEO
EcoSolifer Heterojunction Kft.

Marko Poličnik
CEO
BISOL Group d.o.o.

Paul Toulouse
General Manager
SYSTOVI

Jan Vesseur
Co-founder and CEO
Solarge International B.V.

William Chen
CEO
Aleo Solar GmbH

Jan-Jaap van Os
Founder and CTO
Exasun BV

Filippo Tortoriello
CEO
Gala SpA

Pubash Yazdani
Chairman
Managing Director

Hans-Peter Merklein
CEO
Grenzebach Envelon GmbH

Luciano Lauri
President
Sunerg Solar Energy S.r.l.

Sven Lindström
CEO
Midsummer AB

Sorin Bonciu
Chairman
Altius Fotovoltaic S.r.l.

## European start-ups with >GW-scale plans

Marc Rechter
Co-founder and CEO
MCPV

Pierre-Emmanuel Martin
CEO
Carbon Solar SAS

Matías Alonso
Executive Vice Chairman
Bieki Solar Energy S.L.

Davor Sutija
CEO
NexWafe GmbH

David Ward
CEO
Oxford PV

Jan Jacob Boom-Wichers
CEO
Holosolis SAS

Grzegorz Wiśniewski
President of Board
Giga PV

# European PV suppliers of components and materials

Erik Løkke-Øwre
CEO
Norsun AS




Peter Berghofer
Managing Director
Ulbrich of Austria GmbH




David Salvo
CEO
Power Electronics




Mike Greenall
CTO and Executive officer
NSG Group




Martin Zugg
CEO
Interfloat Corporation




Nico Succolowsky
CEO
Glasmanufaktur Brandenburger




Amedeo Maccolini
CEO
Coveme Spa




Nathan Arbitman
President & CEO
Endurans Solar




Paolo Sciavartini
President
EnlogEU GmbH




Marco Bresciani
Director
Satinal S.P.A.




Christoph Lamberts
Managing Director
Glasfabrik Lamberts GmbH




Dennis Seibert
Managing Director
PVA Crystal Growing Systems




Torsten Werthmann
Managing Director
Dunmore Europe GmbH




Thomas Keyser
Solar Glass Manager
AGC Glass Europe




Marco Saladin
Managing Director
M10 Solar Equipment GmbH



## Supporting organisations

Johan Lindahl
Secretary General
ESMC

Christopher Case
President
Pvthin a.i.s.b.l.

Bob Lambrechts
Secretary General
Euroalliages

Kristian Peter
CEO
ISC Konstanz

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)528**

14. November 2023

# Stellungnahme
# Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES)

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

## ÖFFENTLICHE ANHÖRUNG DES AUSSCHUSSES FÜR KLIMASCHUTZ UND ENERGIE IM DEUTSCHEN BUNDESTAG ZUM

## GESETZESENTWURF DER BUNDESREGIERUNG: GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES UND WEITERER NERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHER VORSCHRIFTEN ZUR STEIGERUNG DES AUSBAUS PHOTOVOLTAISCHER ENERGIEERZEUGUNG

**14.11.2023**

**HERAUSGEBER**
BVES – Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.
Oranienburger Straße 15, 10178 Berlin
030 – 54 610 630
E-Mail: info@bves.de
Internet: www.bves.de

# BVES-STELLUNGNAHME ZUM GESETZESENTWURF DER BUNDESREGIERUNG FÜR DAS SOLARPAKET 1

**Der BVES begrüßt den vorliegenden Gesetzesentwurf für das Solarpaket I, dankt für die Berücksichtigung in der Anhörung im Ausschuss und bittet um Berücksichtigung der folgenden Punkte.**

**Gleichzeitig möchten wir deutlich darauf hinweisen, dass der Ausbau der solaren Energieerzeugung mit dem Ausbau von Flexibilität durch Energiespeichersysteme flankiert werden muss.**

**Das zukünftige Energieversorgungssystem hat einen deutlich wachsenden Flexibilitätsbedarf, um weiterhin die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, gleichzeitig die erneuerbare Erzeugung effizient zu nutzen, Abregelungen zu vermeiden und Systemkosten zu reduzieren.**

**Dieser steigende Flexibilitätsbedarf wird zusätzlich erhöht durch die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität.**

**Der Regelungsgehalt des Solarpaket I sollte sich daher nicht nur auf die Erzeugung, sondern auch die Systemintegration dieser Erzeugung unter Berücksichtigung von Energiespeichersystemen als hierfür notwendiges Flexibilitätswerkzeug beziehen.**

## 1. INTEGRATION VON FLEXIBILITÄT IN DAS SOLARPAKET I

Flexibilität bedeutet Speicherstrategie. Auf der Grundlage der neuen Energiespeicherdefinition in § 3 Nr. 15d EnWG sind daher dringend folgende Regelungsinhalte im Solarpaket I zu berücksichtigen:

### 1.2 STANDARDISIERUNG DER NETZANSCHLUSSBEDINGUNGEN

Um den Netzanschlussprozess zu verbessern, müssen weiterhin eine stärkere Standardisierung der Anschlussbedingungen innerhalb Deutschland sowie universelle Fristen im Netzanschlussprozess angestrebt werden. Eine Lösung kann eine Acht-Wochen-Frist für den Abschluss der Netzanschlussprüfung für alle Anlagen in allen Spannungsebenen des Verteilnetzes sein. Weiterhin kann der Prozess beschleunigt werden, in dem der Netzbetreiber die Vollständigkeit der Angaben und Unterlagen innerhalb einer Woche prüfen muss.

Neben den langen Prozessen bei der Netzanschlussprüfung führen in Deutschland die regional sehr unterschiedlichen technischen Anschlussbedingungen aktuell zu deutlichem Mehraufwand und verlangsamen die Netzanschlussverfahren nochmals erheblich.

Hat ein Netzbetreiber zudem die technischen Anschlussbedingungen noch nicht auf die aktuell geltenden technischen Anschlussregeln angepasst, entsteht für die Anbieter eine große Rechtsunsicherheit dahingehend, dass während des laufenden Antragsverfahrens oder auch erst nach Inbetriebnahme die technischen Anschlussbedingungen durch den Netzbetreiber geändert werden. Dies führt in der Praxis oft zu zusätzlichen technischen Anforderungen, die nachträglich durch den Speicherbetreiber umgesetzt werden müssen. Derzeit ist nicht eindeutig rechtlich geregelt, ob und zu welchem Grad derartige Nachforderungen durch den Netzbetreiber aufgrund einer Anpassung der technischen Anschlussbedingungen gestellt werden dürfen. Zugleich braucht es eine kurze Frist zu Einbeziehung der technischen Anschlussregeln in die technischen Anschlussbedingungen durch die Netzbetreiber.

Eine - soweit mögliche - Standardisierung in Bezug auf abweichende Anforderungen aufgrund technischer Besonderheiten des Netzgebietes sollte aus unserer Sicht angestrebt werden, sodass gleichartige technische Besonderheiten auch netzgebietsübergreifend möglichst gleich ausgestaltet werden, zum Beispiel mit bestimmten Optionsmöglichkeiten der Netzbetreiber bei der Gestaltung der technischen Anschlussbedingungen.

### 1.2 DIGITALISIERUNG DES NETZANSCHLUSSPROZESS

Der gesamte Netzanschlussprozess für Energiewendetechnologien (PV-Anlage, Speicher, Wallbox und Wärmepumpe) muss bei jedem VNB digital über ein Webportal abgewickelt werden können.

Bisher ist nur einer von insgesamt acht Schritten für zukünftige Anlagenbetreiber ab 2024 vom VNB verpflichtend digital anzubieten. Dies ist das initiale Netzanschlussbegehren, d.h. die Anfrage, ob man überhaupt eine Anlage bauen darf.

Die weiteren Schritte für den physischen Netzanschluss müssen bislang nicht digital angeboten werden. Diese erfolgen weiterhin in Papierform. Bei dem enormen Zubau von PV-Anlagen und anderen Energiewendetechnologien wird dies in der Praxis nicht zu dem gewünschten Bürokratieabbau führen.

Es wird weiterhin ein reger Austausch über Papier und PDF-Dokumente zwischen den Akteuren stattfinden müssen. Das frisst Zeit, Nerven und Ressourcen bei allen Akteuren und ist für die vorgesehene Beschleunigung der Energiewende kontraproduktiv.

Wir regen daher an, den rechtlichen Rahmen im Solarpaket I nachzubessern. Die praktische Arbeit dazu ist bereits getan. Ein Leitfaden des BDEW hat bereits standardisierte Prozesse festgelegt, womit die Ausarbeitung für einen digitalisierten Netzanschlussprozess vorliegt. Mit geringem Aufwand kann dies rechtlich verbindlich umgesetzt werden.

### 1.3 AUSSCHLIESSLICHKEITSPRINZIP – ERHALT DER GRÜNSTROMEIGENSCHAFT

Sobald ein Energiespeicher an das Stromnetz angeschlossen ist und Netzstrom in den Speicher gelangt, verliert der komplette eingespeicherte erneuerbare Strom seine grüne Eigenschaft und wird zum Graustrom.

An dieser Stelle braucht es eine Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips für Energiespeicher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die eine Abgrenzung der Strommengen unter Nutzung entsprechender Messtechnik ermöglicht.

So könnten Speicherkonzepte multifunktional und effizient genutzt werden und es bestehen bezüglich der zwischengespeicherten Strommengen keine ungerechtfertigten Nachteile. Eine Entlastung und Ausregelung der Stromnetze würde hiermit deutlich erleichtert.

## 2 ANMERKUNGEN ZU REGELUNGEN IM GESETZESENTWURF ZUM SOLARPAKET I:

### 2.1 KOMMENTIERUNG DER ÄNDERUNG IN § 42B ENWG:

Mit der sogenannten „Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ richtet der Gesetzentwurf ein neues niedrigschwelliges Modell ein zur gemeinschaftlichen Nutzung erneuerbarer Energieerzeugung. Wir begrüßen es sehr, dass mit diesem neuen Betriebsmodell dem Ansatz größere Freiheitsgrade in der Energieversorgung hinter dem Netzanschlusspunkt zuzulassen, Rechnung getragen wird.

Um die Verbreitung und die Nutzungstiefe dieses Betriebsmodells jedoch zu erhöhen, empfehlen wir, die Beschränkung auf die Nutzung innerhalb des 15-Minuten-Intervall zu verzichten.

Mit der alleinigen Möglichkeit der Nutzung innerhalb des jeweiligen 15-Minuten-Intervalls wird nur der Echtzeitverbrauch innerhalb dieses Zeitfensters zulässig. Das Potenzial für die lokale und dezentrale Versorgung vor Ort wird damit nicht genutzt und verpufft weitgehend.

Die Nutzungstiefe der Anlage ist tagsüber bei hoher Erzeugung durch die gleichzeitig hohe Abwesenheit der Nutzer, deutlich eingeschränkt. Zu Zeiten des erhöhten Bedarfs hingegen, etwa am Abend, liegt fast keine Erzeugung mehr vor. Neben der fehlenden Nutzungstiefe führt diese Betriebsweise zudem und zusätzlich zu Einspeisungsspitzen in regionale Netze, die zu diesen Zeiten bereits häufig stark belastet sind.

Es sollte daher Ziel des Gesetzgebers sein, die Nutzungstiefe zu erhöhen und Netzdienlichkeit zu unterstützen. Hierzu sollten alternative Abrechnungszeiträume außerhalb der 15-minütigen Bilanzierung ermöglicht werden, um nicht nur den Momentanverbrauch aus der Anlage ziehen zu können, sondern eine stärkere Abstimmung auf den Bedarf der Nutzer zu ermöglichen.

Daher sollte unbedingt die Zulässigkeit eines Energiespeichers in das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung geregelt werden. So kann die erneuerbare Erzeugung in der gemeinschaftlichen Anlage effizient genutzt und zusätzliche Netzbelastungen ausgeschlossen werden.

### 2.2 KOMMENTIERUNG ZUR EINFÜGUNG DES §11A EEG

Wir begrüßen ausdrücklich die Aufnahme der Duldungspflicht im Gesetzentwurf. Die Duldungspflicht ist ein zentraler Hebel, um die Inbetriebnahme von Erneuerbaren-Anlagen zu beschleunigen. Denn bislang kommt es oft zu langwierigen Verhandlungen mit Grundstückseigentümern, die dazu führen, dass teilweise enorme Umwege zum Netzverknüpfungspunkt und sehr hohe Entschädigungszahlungen in Kauf genommen werden müssen, um EE-Anlagen mit dem Netzverknüpfungspunkt zu verbinden.

Dadurch steigen die volkswirtschaftlichen Kosten für den EE-Ausbau. Diese Problematik betrifft jedoch genauso Energiespeicher, die angesichts der fortschreitenden Energiewende immer wichtiger werden, um das Netz stabil zu halten. Deshalb sollte die Duldungspflicht gleichermaßen für EE-Anlagen und Energiespeicher gelten.

### 2.3 KOMMENTIERUNG ZUR ÄNDERUNG IN § 95NR. 2A EEG

Die weitreichende Verordnungsermächtigungen führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit und scheint aus verfassungsrechtlicher Sicht überaus bedenklich.

Die vorgesehene Regelung in § 95 Nr. 2a EEG 2023-E ermöglicht der Bundesregierung bei Umsetzung, im Falle von “unverhältnismäßigen Gefahren” ohne die Zustimmung des Bundesrates festzulegen, dass alle erneuerbaren Energieanlagen, unabhängig von ihrer Größe und Leistung, nicht mehr direkt mit dem Internet verbunden sein dürfen. Dies könnte sogar rückwirkend für bestehende Anlagen gelten und schwerwiegende Auswirkungen auf die Funktion von erneuerbaren Energieanlagen und Energiemanagementsystemen haben, die Daten über sichere Kanäle kommunizieren.

Zusätzlich soll in § 19 Abs. 2 Satz 2 MsbG-E ein ähnlicher Passus eingefügt werden (Entwurf einer Formulierungshilfe für die Abgeordneten durch das BMWK im parlamentarischen Verfahren zu BT-Drs. 20/7310). Darin ist vorgesehen, dass die Bundesregierung ohne parlamentarisches Verfahren künftig für alle Speicher, Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Kälteanlagen (sowie ggf. weitere Verbraucher) einseitig festlegen darf, dass diese Komponenten nicht mehr direkt mit dem Internet verbunden sein dürfen. Hierbei ist nach § 19 Abs. 2 Satz 2 lit. b) MsbG-E nicht einmal eine Gefahr notwendig.

Wir halten einen derartigen Eingriff in den Bestandsschutz für übermäßig und appellieren davon Abstand zu nehmen. Stattdessen sollte im Dialog mit den betroffenen Branchen eine gründliche Diskussion über die Hintergründe und Auswirkungen dieser Regelungen erfolgen.

-.-

75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)534**

8. Dezember 2023

# Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zum Gesetzentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung, BT-Drucksache 20/8657

**Der Antrag steht unter dem Vorbehalt, dass die Bundestagsfraktion der FDP diesem zustimmt.**

**Siehe Anlage**

# Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

## Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

## Artikel 1

## Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorschriften, zuletzt BT-Drucksache 20/9187] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 9 Absatz 8 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 3 wird die Angabe „2024“ durch die Angabe „2025“ ersetzt.

   b) Nach Satz 3 wird folgender Satz eingefügt:

      „Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2024 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, sind verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen.“

2. In § 36e Absatz 1 wird die Angabe „30 Monate“ durch die Angabe „36 Monate“ ersetzt.

3. In § 52 Absatz 1b Satz 1 wird die Angabe „1. Januar 2024“ durch die Angabe „1. Juli 2024“ ersetzt.

4. § 55 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 1 Nummer 2 wird die Angabe „24 Monate“ durch die Angabe „30 Monate“ ersetzt.

   b) Satz 2 wird wie folgt geändert:

      aa) In Nummer 1 wird die Angabe „24 Monaten“ durch die Angabe „30 Monaten“ ersetzt.

      bb) In Nummer 2 wird die Angabe „26 Monaten“ durch Angabe „32 Monaten“ ersetzt.

      cc) In Nummer 3 wird die Angabe „28 Monaten“ durch die Angabe „34 Monaten“ ersetzt.

5. § 100 wird wie folgt geändert

   a) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Pflicht“ wird durch das Wort „Pflichten“ und das Wort „muss“ wird durch das Wort „müssen“ ersetzt.

bb) Es wird folgender Satz angefügt:

„Dabei ist § 9 Absatz 8 Satz 4 erst ab dem … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] anzuwenden.“

b) In Absatz 9 Satz 2 werden die Wörter „nur anzuwenden, wenn der Betreiber ab dem 1. Januar 2024“ durch die Wörter „nicht anzuwenden, wenn der Betreiber vor dem 1. Juli 2024“ ersetzt.

c) Es wird folgender Absatz 19 angefügt:

„(19) Für Zuschläge nach § 36 für Windenergieanlagen an Land und nach § 36j für Zusatzgebote, die vor dem 1. Januar 2023 erteilt wurden, sind die §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 dieses Gesetzes anstelle der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden, soweit

1. die Frist des § 36e Absatz 1 der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] noch nicht abgelaufen ist und

2. der Bieter für das bezuschlagte Gebot am … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] noch keine Pönale nach § 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzesleisten muss.

Abweichend von Satz 1 sind die Fristen der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anwendbar, wenn der Bieter in Textform gegenüber der Bundesnetzagentur erklärt, dass diese anwendbar bleiben sollen. Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem [einsetzen: Tag des Inkrafttreten nach Artikel 2] einen Zuschlag erhalten haben, sind die Fristen der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der am [einsetzen: Tag vor Inkrafttreten nach Artikel 2] geltenden Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anwendbar, wenn der Bieter in Textform gegenüber der Bundesnetzagentur erklärt, dass diese anwendbar bleiben sollen.“

## Artikel 2

## Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

## Begründung

### Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

### Zu Nummer 1

### Zu Buchstabe a

Mit der Änderung in **§ 9 Absatz 8 Satz 3 EEG 2023** wird die Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) erneut um ein Jahr verlängert. Die Pflicht galt bisher ab dem 1. Januar 2024. Bei Verletzung der Pflicht fallen die Pönalen nach § 52 EEG 2023 an. Aufgrund verschiedener Faktoren kann ein erheblicher Anteil der Anlagenbetreiber die geforderte Frist nicht einhalten. Die Antragsverfahren für die nachträgliche Ausstattung von bestehenden Windenergieanlagen sind komplex und erfordern langen zeitlichen Vorlauf. Auch der Arbeitskräftemangel und Lieferkettenprobleme verzögern die BNK-Montage. Bei bestimmten BNK-Systemen sind Befliegungen für eine abschließende Freigabe des BNK-Betriebs durchzuführen. Die Ressourcen der geeigneten Luftfahrzeuge sind jedoch begrenzt. Bei bestimmten BNK-Herstellern sind hohe Auftragsbestände aufgelaufen, deren Zulassungsverfahren mit hohem Zeitaufwand verbunden sind.

### Zu Buchstabe b

Damit sichergestellt wird, dass die neue Frist zur Installation der BNK-Systeme zum 1. Januar 2025 eingehalten wird, werden die Betreiber nach **§ 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023** zusätzlich verpflichtet, schnellstmöglich den erforderlichen Antrag auf nachträgliche Ausstattung mit einer BNK bei der zuständigen Landesbehörde einzureichen. Diese neue Pflicht soll für alle Anlagen gelten, für die die Pflicht zur Ausstattung mit BNK-Systemen greift, die jedoch bereits vor der nun verschobenen Frist zur Erfüllung dieser Pflicht zum 1. Januar 2025 in Betrieb gegangen sind oder noch in Betrieb gehen werden. Die Antragstellung ist ein notwendiger Zwischenschritt zur Ausstattung der Anlagen mit BNK-Systemen. Entsprechend gilt die neue Pflicht jedoch nicht für Anlagen, die nach § 9 Absatz 8 Satz 6 EEG 2023 auch von der Pflicht zur Ausstattung der Windenergieanlagen mit einem BNK-System ausgenommen sind. Die Pflicht in § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 gilt aufgrund der Übergangsbestimmung in § 100 Absatz 6 Satz 3 EEG 2023 zudem nicht rückwirkend, sondern erst ab Inkrafttreten dieses Gesetzes.

### Zu Nummer 2

Mit der Änderung in **§ 36e Absatz 1 EEG 2023** werden die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen an Land um sechs Monate verlängert. Diese Verlängerung erfolgt aufgrund von Lieferkettenproblemen, die eine Realisierung innerhalb von 30 Monaten erschweren. Damit künftige Projekte eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit haben und die Zuschläge nicht erlöschen, ist die Fristverlängerung erforderlich.

### Zu Nummer 3

Mit der Änderung des **§ 52 Absatz 1b Satz 1 EEG 2023** wird die mit dem Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512 (Nr. 54)) eingefügte Übergangsregelung zur Anwendbarkeit der Pönalregelungen bei Verstößen gegen die Vorgaben der Direktvermarktung sowie bei der Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung um weitere sechs Monate verlängert. Hintergrund ist, dass in bestimmten Anlagekonstellationen auch bei Anlagen mit mehr als 100 Kilowatt installierter Leistung eine verpflichtende Zuordnung zur Direktvermarktung unverhältnismäßig sein kann. Während die parlamentarischen Beratungen über die im Regierungsentwurf zu diesem Gesetz (vgl. BT-Drs. 20/8657)

vorgeschlagene Lösung der neuen Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme andauern, soll für diese Fälle die Übergangsregelung greifen.

Auch für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen wird, aber noch nicht vor dem 1. Januar 2024 zustande kommt, sind Netzbetreiber gehalten, einen möglichen Verstoß gegen die Direktvermarktungspflichten nicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4 und 5 EEG 2023 zu pönalisieren, da die Frist zur Erfüllung dieser Pflicht absehbar rückwirkend verschoben werden wird. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass entsprechende Pönalen nach alter Rechtslage nach § 52 Absatz 6 EEG 2023 zum 15. Februar 2024 fällig würden und dieses Gesetz noch nicht in Kraft getreten sein sollte, um anschließende Rückabwicklungen möglichst zu vermeiden.

**Zu Nummer 4**

Mit den Änderungen in **§ 55 EEG 2023** werden die Pönalfristen verlängert. Mit der Änderung in § 36e Absatz 1 EEG 2023 werden die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen an Land um sechs Monate verlängert. Dementsprechend müssen auch die Pönalfristen in § 55 Absatz 1 EEG 2023 um sechs Monate verlängert werden. Diese Verlängerung erfolgt aufgrund von Lieferkettenproblemen, die eine Realisierung innerhalb von 30 Monaten erschweren. Damit künftige Projekte trotz der Verlängerung der Realisierungsfristen nicht vorzeitig eine Pönale zahlen müssen, ist auch eine Verlängerung der Pönalfristen erforderlich.

**Zu Nummer 5**

**Zu Buchstabe a**

Die Anpassungen in **§ 100 Absatz 6 EEG 2023** sind notwendig, um die neue Pflicht, unverzüglich einen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung zu stellen, in die vorhandene Übergangsbestimmung zu integrieren.

Die Änderung in § 9 Absatz 8 Satz 3 EEG 2023 verschiebt die materielle Pflicht zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) vom 1. Januar 2024 auf den 1. Januar 2025. Diese Änderung macht keine Anpassung der Übergangsbestimmung notwendig. Denn in der Systematik des § 100 EEG findet diese materielle Änderung automatisch auf alle Anlagen unter dem EEG 2023 Anwendung. Der bisherige § 100 Absatz 6 ordnet zudem bereits ohne weitere Anpassung die Anwendbarkeit auf Altanlagen an.

Nach dem neuen § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Betreiber die notwendigen Vorkehrungen treffen, damit die Frist zur Installation der BNK-Systeme im nächsten Jahr eingehalten wird. Damit auch die zusätzliche Pflicht nach dem neuen § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 zur unverzüglichen Antragstellung auf denselben Kreis von Altanlagen Anwendung findet wie die Hauptpflicht zur technischen Ausstattung, wird in der bisherigen Erstreckungsregel auf Altanlagen in § 100 Absatz 6 EEG nunmehr auf beide Pflichten Bezug genommen. Hierzu dient die Änderung des Singular „Pflicht“ zu „Pflichten“ im bestehenden Satz des § 100 Absatz 6 EEG 2023.

Auch für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen wird, aber noch nicht vor dem 1. Januar 2024 zustande kommt, sind Netzbetreiber gehalten, einen möglichen Verstoß gegen die Pflicht zur Ausstattung mit einem BNK-System nicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 zu pönalisieren, da die Frist zur Erfüllung dieser Pflicht absehbar rückwirkend verschoben werden wird. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass entsprechende Pönalen nach alter Rechtslage nach § 52 Absatz 6

EEG 2023 zum 15. Februar 2024 fällig würden und dieses Gesetz noch nicht in Kraft getreten sein sollte, um anschließende Rückabwicklungen möglichst zu vermeiden.

Anders als die verschobene Frist zur Erfüllung der Hauptpflicht zur technischen Ausstattung mit einem BNK-System kann die neue Pflicht zur unverzüglichen Antragstellung jedoch nicht rückwirkend ab dem 1. Januar 2023 Anwendung finden. Daher wird im neuen § 100 Absatz 6 Satz 2 EEG 2023 die Sonderregelung getroffen, dass diese zwar auf denselben Kreis von Anlagen, aber erst ab dem Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes Anwendung findet. Denn auch diese neue Pflicht ist nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 pönalbewehrt. Die rückwirkende Einführung einer Pönale für Betreiber solcher Windenergieanlagen würde aber eine ungerechtfertigte Belastung darstellen. Es ist daher erforderlich, dass die neue Pflicht zur unverzüglichen Antragsstellung in § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 auch erst mit Inkrafttreten dieses Gesetzes anwendbar ist. Für das Jahr 2023 fallen daher auch keine Pönalen nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 an, falls ein solcher Antrag noch nicht gestellt wurde. Haben die Betreiber solcher Windenergieanlagen bereits im Jahr 2023 oder früher einen entsprechenden Antrag gestellt, ist die Pflicht hingegen bereits erfüllt. Ist das nicht der Fall, müssen die Anlagenbetreiber den entsprechenden Antrag unverzüglich, also ohne schuldhaftes Verzögern, stellen. Andernfalls fallen die Pönalen nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 an.

**Zu Buchstabe b**

Die Änderung des **§ 100 Absatz 9 Satz 2 EEG 2023** verlängert die Übergangsregelung zur Pönale bei Verstößen gegen die Vorgaben der Direktvermarktung sowie bei der Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung auch für Bestandsanlagen. Hinsichtlich der Hintergründe wird auf die Begründung zur Änderung des § 52 Absatz 1b Satz 1 EEG 2023 verwiesen. Die Ausführungen in der Begründung zu § 52 Absatz 1b EEG 2023 für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen aber noch nicht zustande gekommen sein sollte, gelten entsprechend.

**Zu Buchstabe c**

**§ 100 Absatz 19 EEG 2023** enthält in seinem Satz 1 zunächst eine Übergangsregelung, wonach die Verlängerung der Realisierungs- und Pönalisierungsfrist um 6 Monate auch für bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 bezuschlagte Gebote gilt. Hiervon ausgenommen sind jedoch Zuschläge, bei denen die für die Anlage maßgebliche Realisierungsfrist bereits abgelaufen ist oder bei denen nach der für die Anlage maßgeblichen Pönalisierungsfrist bereits eine Pönale geleistet werden muss.

Es kann allerdings auch Situationen geben, in denen ein Zuschlag nicht umgesetzt werden kann oder soll. In diesen Fällen wäre die Fristverlängerung um 6 Monate ausnahmsweise nachteilig, da Bieter länger an die bestehenden Zuschläge gebunden sind und die Bundesnetzagentur die Sicherheiten länger verwahrt. In diesen Fällen ist dem Schutz des Vertrauens auf den Bestand der alten Rechtslage Vorrang einzuräumen, d.h. dem Bieter muss möglich sein, nach den für den Bieter bzw. seine Anlage maßgeblichen Realisierungs- und Pönalisierungsfristen Zuschläge unter Inkaufnahme der Pönale nach Ablauf der ursprünglichen Realisierungsfrist entwerten zu lassen. Im Falle des erklärten Verzichts nach Satz 2 verfallen demnach die Zuschläge nach der ursprünglichen Frist (inkl. Anfallen der Pönale) und die Projekte können erneut an einer Ausschreibung teilnehmen. Würde die Fristverlängerung für diese Projekte gelten, würden diese erst verzögert neu bezuschlagt werden, was den Ausbau von Windenergieanlagen verlangsamen würde.

Im Satz 3 wird diese Möglichkeit des Verzichts auf die verlängerten Realisierungsfristen auch Anlagen eingeräumt, die einen Zuschlag unter dem EEG 2023, d.h. nach dem 31. Dezember 2022, aber vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes erhalten haben.

**Zu Artikel 2 (Inkrafttreten)**

Die Änderungen durch dieses Gesetz treten am Tag nach der Verkündung in Kraft.

**Einschätzung zu Haushaltsauswirkungen und Erfüllungsaufwand**

Dieses Gesetz geht mit keinen Haushaltsauswirkungen einher.

Die einzige Änderung des Erfüllungsaufwandes besteht in der neuen Verzichtserklärung nach § 100 Absatz 19 Satz 2, die Aufwand auf Seiten der Wirtschaft und als Spiegelvorgabe auf Seiten der Verwaltung begründet. Es wird von einer eher geringen Fallzahl ausgegangen, da es sich um eine Regelung zur Vermeidung ausnahmsweiser unbilliger Härten handelt und nur eine begrenzte Anzahl noch nicht realisierter Zuschläge besteht. Auch der Aufwand pro Einzelfall dürfte niedrig ausfallen. Aufgrund der Geringfügigkeit wird keine nähere Schätzung vorgenommen.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)536**

12. Dezember 2023

# Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

# zu den Ankündigungen der EU-Kommission, 30 Prozent der ETS-Versteigerungserlöse direkt von der Auktionsplattform auf ein Konto des EU-Haushaltes zu überweisen

**zu Tagesordnungspunkt 5 a) der 91. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am 13. Dezember 2023**

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

8.12.2023

# Schriftlicher Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zu den Ankündigungen der EU-Kommission, 30 Prozent der ETS-Versteigerungserlöse direkt von der Auktionsplattform auf ein Konto des EU-Haushaltes zu überweisen

Die Europäische Kommission schlägt vor, dass 30 % der Einnahmen der Mitgliedstaaten aus dem ab dem Jahr 2024 auf den See- und Luftverkehr ausgeweiteten EU-Emissionshandelssystem („ETS 1“) und aus dem ab dem Jahr 2027 einzuführenden Emissionshandelssystem für Gebäude, Straßenverkehr und weitere Sektoren („ETS 2“) an den EU-Haushalt fließen („Eigenmittel“). Dabei sieht sie zum ETS-Eigenmittel einen Bereitstellungsprozess mit direktem Transfer des EU-Anteils der Zertifikateerlöse von der Auktionsplattform an den EU-Haushalt vor, ohne vorherige Vereinnahmung der Auktionserlöse in den nationalen Haushalten.

Die Bundesregierung ist noch in Positionierung zum Paket, sieht aber einen direkten Bereitstellungsmechanismus zum ETS-Eigenmittel kritisch.

In den bisherigen Verhandlungen zum Eigenmittel-Paket, zu denen die spanische Ratspräsidentschaft einen Fortschrittsbericht im ECOFIN-Rat am 8. Dezember 2012 vorgelegt hat, ist nicht erkennbar, dass einer oder mehrere Vorschläge in naher Zukunft die nötige, einstimmige Unterstützung im Rat erzielen könnten. Die Bundesregierung bekennt sich zum Eigenmittel-Fahrplan und geht davon aus, dass die Verhandlungen zu neuen Eigenmitteln spätestens im Zuge der Verhandlungen zum nächsten MFR ab 2028 erneut an Fahrt gewinnen werden.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)545**

12. Dezember 2023

# Erster Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

## zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

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

## Drucksache 20/8657

**Antrag auf Teilbefassung mit dem Gesetzentwurf mit Hinweis auf die spätere Beschlussfassung über den übrigen Teil.**

**Diese Ausschussdrucksache tritt an die Stelle der Ausschussdrucksache 20(25)534 vom 8. Dezember 2023**

*Der Ausschuss möge beschließen:*

## Erste Beschlussempfehlung

Der Bundestag wolle beschließen,

a) einen Teil des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung auf Drucksache 20/8657 mit der Bezeichnung „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Vermeidung kurzfristig auftretender wirtschaftlicher Härten für den Ausbau der erneuerbaren Energien“ in der anliegenden Fassung anzunehmen,

b) den übrigen Teil des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung auf Drucksache 20/8657 späteren Beschlussfassungen vorzubehalten.

# Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Vermeidung kurzfristig auftretender wirtschaftlicher Härten für den Ausbau der erneuerbaren Energien

## Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

## Artikel 1

## Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorschriften, zuletzt BT-Drucksache 20/9187] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 9 Absatz 8 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 3 wird die Angabe „2024“ durch die Angabe „2025“ ersetzt.

   b) Nach Satz 3 wird folgender Satz eingefügt:

      „Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2024 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, sind verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen.“

2. In § 36e Absatz 1 wird die Angabe „30 Monate“ durch die Angabe „36 Monate“ ersetzt.

3. In § 52 Absatz 1b Satz 1 wird die Angabe „1. Januar 2024“ durch die Angabe „1. Juli 2024“ ersetzt.

4. § 55 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 1 Nummer 2 wird die Angabe „24 Monate“ durch die Angabe „30 Monate“ ersetzt.

   b) Satz 2 wird wie folgt geändert:

      aa) In Nummer 1 wird die Angabe „24 Monaten“ durch die Angabe „30 Monaten“ ersetzt.

      bb) In Nummer 2 wird die Angabe „26 Monaten“ durch Angabe „32 Monaten“ ersetzt.

      cc) In Nummer 3 wird die Angabe „28 Monaten“ durch die Angabe „34 Monaten“ ersetzt.

5. § 100 wird wie folgt geändert

   a) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Pflicht“ wird durch das Wort „Pflichten“ und das Wort „muss“ wird durch das Wort „müssen“ ersetzt.

bb) Es wird folgender Satz angefügt:

„Dabei ist § 9 Absatz 8 Satz 4 erst ab dem … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] anzuwenden.“

b) In Absatz 9 Satz 2 werden die Wörter „nur anzuwenden, wenn der Betreiber ab dem 1. Januar 2024“ durch die Wörter „nicht anzuwenden, wenn der Betreiber vor dem 1. Juli 2024“ ersetzt.

c) Es wird folgender Absatz 19 angefügt:

„(19) Für Zuschläge nach § 36 für Windenergieanlagen an Land und nach § 36j für Zusatzgebote, die vor dem 1. Januar 2023 erteilt wurden, sind die §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 dieses Gesetzes anstelle der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden, soweit

1. die Frist des § 36e Absatz 1 der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] noch nicht abgelaufen ist und

2. der Bieter für das bezuschlagte Gebot am … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 2] noch keine Pönale nach § 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzesleisten muss.

Abweichend von Satz 1 sind die Fristen der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anwendbar, wenn der Bieter in Textform gegenüber der Bundesnetzagentur erklärt, dass diese anwendbar bleiben sollen. Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem [einsetzen: Tag des Inkrafttreten nach Artikel 2] einen Zuschlag erhalten haben, sind die Fristen der §§ 36e Absatz 1 und 55 Absatz 1 in der am [einsetzen: Tag vor Inkrafttreten nach Artikel 2] geltenden Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anwendbar, wenn der Bieter in Textform gegenüber der Bundesnetzagentur erklärt, dass diese anwendbar bleiben sollen.“

## Artikel 2

## Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

## Begründung

### Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

### Zu Nummer 1

### Zu Buchstabe a

Mit der Änderung in **§ 9 Absatz 8 Satz 3 EEG 2023** wird die Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) erneut um ein Jahr verlängert. Die Pflicht galt bisher ab dem 1. Januar 2024. Bei Verletzung der Pflicht fallen die Pönalen nach § 52 EEG 2023 an. Aufgrund verschiedener Faktoren kann ein erheblicher Anteil der Anlagenbetreiber die geforderte Frist nicht einhalten. Die Antragsverfahren für die nachträgliche Ausstattung von bestehenden Windenergieanlagen sind komplex und erfordern langen zeitlichen Vorlauf. Auch der Arbeitskräftemangel und Lieferkettenprobleme verzögern die BNK-Montage. Bei bestimmten BNK-Systemen sind Befliegungen für eine abschließende Freigabe des BNK-Betriebs durchzuführen. Die Ressourcen der geeigneten Luftfahrzeuge sind jedoch begrenzt. Bei bestimmten BNK-Herstellern sind hohe Auftragsbestände aufgelaufen, deren Zulassungsverfahren mit hohem Zeitaufwand verbunden sind.

### Zu Buchstabe b

Damit sichergestellt wird, dass die neue Frist zur Installation der BNK-Systeme zum 1. Januar 2025 eingehalten wird, werden die Betreiber nach **§ 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023** zusätzlich verpflichtet, schnellstmöglich den erforderlichen Antrag auf nachträgliche Ausstattung mit einer BNK bei der zuständigen Landesbehörde einzureichen. Diese neue Pflicht soll für alle Anlagen gelten, für die die Pflicht zur Ausstattung mit BNK-Systemen greift, die jedoch bereits vor der nun verschobenen Frist zur Erfüllung dieser Pflicht zum 1. Januar 2025 in Betrieb gegangen sind oder noch in Betrieb gehen werden. Die Antragstellung ist ein notwendiger Zwischenschritt zur Ausstattung der Anlagen mit BNK-Systemen. Entsprechend gilt die neue Pflicht jedoch nicht für Anlagen, die nach § 9 Absatz 8 Satz 6 EEG 2023 auch von der Pflicht zur Ausstattung der Windenergieanlagen mit einem BNK-System ausgenommen sind. Die Pflicht in § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 gilt aufgrund der Übergangsbestimmung in § 100 Absatz 6 Satz 3 EEG 2023 zudem nicht rückwirkend, sondern erst ab Inkrafttreten dieses Gesetzes.

### Zu Nummer 2

Mit der Änderung in **§ 36e Absatz 1 EEG 2023** werden die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen an Land um sechs Monate verlängert. Diese Verlängerung erfolgt aufgrund von Lieferkettenproblemen, die eine Realisierung innerhalb von 30 Monaten erschweren. Damit künftige Projekte eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit haben und die Zuschläge nicht erlöschen, ist die Fristverlängerung erforderlich.

### Zu Nummer 3

Mit der Änderung des **§ 52 Absatz 1b Satz 1 EEG 2023** wird die mit dem Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512 (Nr. 54)) eingefügte Übergangsregelung zur Anwendbarkeit der Pönalregelungen bei Verstößen gegen die Vorgaben der Direktvermarktung sowie bei der Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung um weitere sechs Monate verlängert. Hintergrund ist, dass in bestimmten Anlagekonstellationen auch bei Anlagen mit mehr als 100 Kilowatt installierter Leistung eine verpflichtende Zuordnung zur Direktvermarktung unverhältnismäßig sein kann. Während die parlamentarischen Beratungen über die im Regierungsentwurf zu diesem Gesetz (vgl. BT-Drs. 20/8657)

vorgeschlagene Lösung der neuen Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme andauern, soll für diese Fälle die Übergangsregelung greifen.

Auch für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen wird, aber noch nicht vor dem 1. Januar 2024 zustande kommt, sind Netzbetreiber gehalten, einen möglichen Verstoß gegen die Direktvermarktungspflichten nicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4 und 5 EEG 2023 zu pönalisieren, da die Frist zur Erfüllung dieser Pflicht absehbar rückwirkend verschoben werden wird. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass entsprechende Pönalen nach alter Rechtslage nach § 52 Absatz 6 EEG 2023 zum 15. Februar 2024 fällig würden und dieses Gesetz noch nicht in Kraft getreten sein sollte, um anschließende Rückabwicklungen möglichst zu vermeiden.

**Zu Nummer 4**

Mit den Änderungen in **§ 55 EEG 2023** werden die Pönalfristen verlängert. Mit der Änderung in § 36e Absatz 1 EEG 2023 werden die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen an Land um sechs Monate verlängert. Dementsprechend müssen auch die Pönalfristen in § 55 Absatz 1 EEG 2023 um sechs Monate verlängert werden. Diese Verlängerung erfolgt aufgrund von Lieferkettenproblemen, die eine Realisierung innerhalb von 30 Monaten erschweren. Damit künftige Projekte trotz der Verlängerung der Realisierungsfristen nicht vorzeitig eine Pönale zahlen müssen, ist auch eine Verlängerung der Pönalfristen erforderlich.

**Zu Nummer 5**

**Zu Buchstabe a**

Die Anpassungen in **§ 100 Absatz 6 EEG 2023** sind notwendig, um die neue Pflicht, unverzüglich einen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung zu stellen, in die vorhandene Übergangsbestimmung zu integrieren.

Die Änderung in § 9 Absatz 8 Satz 3 EEG 2023 verschiebt die materielle Pflicht zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) vom 1. Januar 2024 auf den 1. Januar 2025. Diese Änderung macht keine Anpassung der Übergangsbestimmung notwendig. Denn in der Systematik des § 100 EEG findet diese materielle Änderung automatisch auf alle Anlagen unter dem EEG 2023 Anwendung. Der bisherige § 100 Absatz 6 ordnet zudem bereits ohne weitere Anpassung die Anwendbarkeit auf Altanlagen an.

Nach dem neuen § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Betreiber die notwendigen Vorkehrungen treffen, damit die Frist zur Installation der BNK-Systeme im nächsten Jahr eingehalten wird. Damit auch die zusätzliche Pflicht nach dem neuen § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 zur unverzüglichen Antragstellung auf denselben Kreis von Altanlagen Anwendung findet wie die Hauptpflicht zur technischen Ausstattung, wird in der bisherigen Erstreckungsregel auf Altanlagen in § 100 Absatz 6 EEG nunmehr auf beide Pflichten Bezug genommen. Hierzu dient die Änderung des Singular „Pflicht“ zu „Pflichten“ im bestehenden Satz des § 100 Absatz 6 EEG 2023.

Auch für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen wird, aber noch nicht vor dem 1. Januar 2024 zustande kommt, sind Netzbetreiber gehalten, einen möglichen Verstoß gegen die Pflicht zur Ausstattung mit einem BNK-System nicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 zu pönalisieren, da die Frist zur Erfüllung dieser Pflicht absehbar rückwirkend verschoben werden wird. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass entsprechende Pönalen nach alter Rechtslage nach § 52 Absatz 6 EEG 2023 zum 15. Februar 2024 fällig würden und dieses Gesetz noch nicht in Kraft getreten sein sollte, um anschließende Rückabwicklungen möglichst zu vermeiden.

Anders als die verschobene Frist zur Erfüllung der Hauptpflicht zur technischen Ausstattung mit einem BNK-System kann die neue Pflicht zur unverzüglichen Antragstellung jedoch nicht rückwirkend ab dem 1. Januar 2023 Anwendung finden. Daher wird im neuen § 100 Absatz 6 Satz 2 EEG 2023 die Sonderregelung getroffen, dass diese zwar auf denselben Kreis von Anlagen, aber erst ab dem Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes Anwendung findet. Denn auch diese neue Pflicht ist nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 pönalbewehrt. Die rückwirkende Einführung einer Pönale für Betreiber solcher Windenergieanlagen würde aber eine ungerechtfertigte Belastung darstellen. Es ist daher erforderlich, dass die neue Pflicht zur unverzüglichen Antragsstellung in § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 auch erst mit Inkrafttreten dieses Gesetzes anwendbar ist. Für das Jahr 2023 fallen daher auch keine Pönalen nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 an, falls ein solcher Antrag noch nicht gestellt wurde. Haben die Betreiber solcher Windenergieanlagen bereits im Jahr 2023 oder früher einen entsprechenden Antrag gestellt, ist die Pflicht hingegen bereits erfüllt. Ist das nicht der Fall, müssen die Anlagenbetreiber den entsprechenden Antrag unverzüglich, also ohne schuldhaftes Verzögern, stellen. Andernfalls fallen die Pönalen nach § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 an.

**Zu Buchstabe b**

Die Änderung des **§ 100 Absatz 9 Satz 2 EEG 2023** verlängert die Übergangsregelung zur Pönale bei Verstößen gegen die Vorgaben der Direktvermarktung sowie bei der Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung auch für Bestandsanlagen. Hinsichtlich der Hintergründe wird auf die Begründung zur Änderung des § 52 Absatz 1b Satz 1 EEG 2023 verwiesen. Die Ausführungen in der Begründung zu § 52 Absatz 1b EEG 2023 für den Fall, dass dieses Gesetz zwar vor dem 1. Januar 2024 vom Bundestag beschlossen aber noch nicht zustande gekommen sein sollte, gelten entsprechend.

**Zu Buchstabe c**

**§ 100 Absatz 19 EEG 2023** enthält in seinem Satz 1 zunächst eine Übergangsregelung, wonach die Verlängerung der Realisierungs- und Pönalisierungsfrist um 6 Monate auch für bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 bezuschlagte Gebote gilt. Hiervon ausgenommen sind jedoch Zuschläge, bei denen die für die Anlage maßgebliche Realisierungsfrist bereits abgelaufen ist oder bei denen nach der für die Anlage maßgeblichen Pönalisierungsfrist bereits eine Pönale geleistet werden muss.

Es kann allerdings auch Situationen geben, in denen ein Zuschlag nicht umgesetzt werden kann oder soll. In diesen Fällen wäre die Fristverlängerung um 6 Monate ausnahmsweise nachteilig, da Bieter länger an die bestehenden Zuschläge gebunden sind und die Bundesnetzagentur die Sicherheiten länger verwahrt. In diesen Fällen ist dem Schutz des Vertrauens auf den Bestand der alten Rechtslage Vorrang einzuräumen, d.h. dem Bieter muss möglich sein, nach den für den Bieter bzw. seine Anlage maßgeblichen Realisierungs- und Pönalisierungsfristen Zuschläge unter Inkaufnahme der Pönale nach Ablauf der ursprünglichen Realisierungsfrist entwerten zu lassen. Im Falle des erklärten Verzichts nach Satz 2 verfallen demnach die Zuschläge nach der ursprünglichen Frist (inkl. Anfallen der Pönale) und die Projekte können erneut an einer Ausschreibung teilnehmen. Würde die Fristverlängerung für diese Projekte gelten, würden diese erst verzögert neu bezuschlagt werden, was den Ausbau von Windenergieanlagen verlangsamen würde.

Im Satz 3 wird diese Möglichkeit des Verzichts auf die verlängerten Realisierungsfristen auch Anlagen eingeräumt, die einen Zuschlag unter dem EEG 2023, d.h. nach dem 31. Dezember 2022, aber vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes erhalten haben.

**Zu Artikel 2 (Inkrafttreten)**

Die Änderungen durch dieses Gesetz treten am Tag nach der Verkündung in Kraft.

**Einschätzung zu Haushaltsauswirkungen und Erfüllungsaufwand**

Dieses Gesetz geht mit keinen Haushaltsauswirkungen einher.

Die einzige Änderung des Erfüllungsaufwandes besteht in der neuen Verzichtserklärung nach § 100 Absatz 19 Satz 2, die Aufwand auf Seiten der Wirtschaft und als Spiegelvorgabe auf Seiten der Verwaltung begründet. Es wird von einer eher geringen Fallzahl ausgegangen, da es sich um eine Regelung zur Vermeidung ausnahmsweiser unbilliger Härten handelt und nur eine begrenzte Anzahl noch nicht realisierter Zuschläge besteht. Auch der Aufwand pro Einzelfall dürfte niedrig ausfallen. Aufgrund der Geringfügigkeit wird keine nähere Schätzung vorgenommen.

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Parlamentarischer Beirat
f. nachhaltige Entwicklung

Ausschussdrucksache
20(26)79-3

Deutscher Bundestag
Parlamentarischer Beirat für
nachhaltige Entwicklung

# Gutachtliche Stellungnahme, hier: keine Prüfbitte
## Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des BundesKlimaschutzgesetzes

Bundestags-Drucksache: 20/8290
Bundesrats-Drucksache: 384/23

Im Rahmen seines Auftrags zur Überprüfung von Gesetzentwürfen und Verordnungen der Bundesregierung auf Vereinbarkeit mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich der Parlamentarische Beirat für nachhaltige Entwicklung gemäß Einsetzungsantrag (BT-Drs. 20/696) in seiner 46. Sitzung am 20. September 2023 mit dem Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des BundesKlimaschutzgesetzes (BT-Drs. 20/8290) befasst.

Folgende Aussagen zur Nachhaltigkeit wurden in der Begründung des Gesetzentwurfes getroffen:

„Der Entwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie, die der Umsetzung der UNAgenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen dient.

Indem der Entwurf die Governance-Strukturen des KSG konsequent so ausrichtet, dass Deutschland seine Klimaziele erreichen kann, leistet er einen Beitrag zur Verwirklichung von Nachhaltigkeitsziel 13 „Umgehend Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen“. Denn dieses Nachhaltigkeitsziel verlangt mit seiner Zielvorgabe 13.3, die personellen und institutionellen Kapazitäten im Bereich der Abschwächung des Klimawandels, der Klimaanpassung und der Reduzierung der Klimaauswirkungen zu verbessern. Der Entwurf fördert die Erreichung dieser Zielvorgabe, indem er die Steuerungsmechanismen des KSG verbessert und präzisiert. Denn bereits bei der Erarbeitung des KSG in der am 12. Dezember 2019 geltenden Fassung wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Der mit dem KSG geschaffene Rechtsrahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele leistet vor dem Hintergrund der ökologischen wie auch der sozialen Verantwortung gegenüber den heutigen und künftigen Generationen sowohl in der nationalen als auch – insbesondere – in der internationalen Dimension einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung (siehe den Gesetzentwurf zum KSG in der am 12. Dezember 2019 geltenden Fassung in BT-Drucksache 19/14337, S. 20).Die vorgesehenen Änderungen des KSG, insbesondere die künftige Berücksichtigung von Projektionsdaten, dienen der Verbesserung der Wirksamkeit des bestehenden Gesetzes und tragen daher mit diesem positiv zu den internationalen, europäischen und deutschen Nachhaltigkeitszielen bei.

Im Sinne des systemischen Zusammendenkens der Nachhaltigkeitsziele leistet der Entwurf insbesondere einen Beitrag zur Erreichung von Ziel 16, welches in seiner Zielvorgabe 16.6 verlangt, leistungsfähige, rechenschaftspflichtige und transparente Institutionen auf allen Ebenen aufzubauen.“

**Formale Bewertung durch den Parlamentarischen Beirat für nachhaltige Entwicklung:**

Eine Nachhaltigkeitsrelevanz des Gesetzentwurfes ist gegeben. Der Bezug zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie ergibt sich hinsichtlich folgender Leitprinzipien einer nachhaltigen Entwicklung und Sustainable Development Goals (SDGs):

- Leitprinzip 1 – Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden,

- SDG 13 – Maßnahmen zum Klimaschutz,
- SDG 16 – Frieden, Gerechtigkeit und starke Institutionen.

Die Darstellung der Nachhaltigkeitsprüfung ist plausibel.

**Eine Prüfbitte ist daher nicht erforderlich.**

Berlin, 20. September 2023

Maik Außendorf, MdB
Berichterstatter

Ralph Brinkhaus, MdB
Berichterstatter

20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Parlamentarischer Beirat
f. nachhaltige Entwicklung

Ausschussdrucksache
20(26)80-6

Deutscher Bundestag
Parlamentarischer Beirat für
nachhaltige Entwicklung

# Gutachtliche Stellungnahme, hier: keine Prüfbitte

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

Bundesrats-Drucksache: 383/23

Im Rahmen seines Auftrags zur Überprüfung von Gesetzentwürfen und Verordnungen der Bundesregierung auf Vereinbarkeit mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich der Parlamentarische Beirat für nachhaltige Entwicklung gemäß Einsetzungsantrag (BT-Drs. 20/696) in seiner 47. Sitzung am 27. September 2023 mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-EnergienGesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (BR- Drs. 383/23) befasst.

Folgende Aussagen zur Nachhaltigkeit wurden in der Begründung des Gesetzentwurfes getroffen:

„Das Gesetz steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (DNS), die der Umsetzung der VN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung dient.

Das Gesetz ist mit den Prinzipien einer nachhaltigen Entwicklung vereinbar. Das Gesetz trägt zu Prinzip 1 („Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden“) bei, indem es Maßnahmen zur Erreichung der Treibhausgasneutralität des Stromsektors enthält und die Teilhabe an der Energiewende verbessert. Es steht mit Prinzip 3 („Natürliche Lebensgrundlagen erhalten“) im Einklang, da es durch die Steigerung des Angebots an erneuerbaren Energien die Verwendung fossiler Energie reduzieren kann. Schließlich stimmt es mit Prinzip 5 („Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern“) überein. Die verbesserte Teilhabe an der Energiewende etwa durch die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung dient der gleichberechtigten Chance, sich an der wirtschaftlichen Entwicklung zu beteiligen.

Das Gesetz steht weiterhin mit SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“), SDG 9 (“Industrie, Innovationen und Infrastruktur“) und SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) im Einklang. Das Gesetz dient der besseren Erreichung der PV-Ausbauziele des EEG 2023 und leistet so einen Beitrag zur Erreichung der Indikatoren 7.2.a und 7.2.b. Die durch das Gesetz verbesserte Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung leistet einen Beitrag zum Unterziel 9.1. Als Beitrag zum EEG 2023 als maßgeblichem Instrument zur Erreichung der Klimaziele im Strombereich begünstigt das Gesetz die Erreichung des Indikators 13.1.a. Zusätzlich hat das Gesetz positive Auswirkungen auf SDG 1 („Keine Armut“). Durch die Änderungen beim Mieterstrommodell, die Einführung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und die Erleichterungen für Steckersolargeräte („Balkon-PV“) kann die wirtschaftliche Teilhabe an der Energiewende gefördert werden. Auch die Erreichung von SDG 8 („Menschenwürdige Arbeit

und Wirtschaftswachstum“) wird durch das Gesetz begünstigt, indem die Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung Planungssicherheit gibt, Investitionsanreize setzt und somit zu einem nachhaltigen Wirtschaftswachstum beiträgt.

Der Entwurf folgt damit den Nachhaltigkeitsprinzipien der DNS „(1.) Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden“, „(2.) Global Verantwortung wahrnehmen“, „(3.) Natürliche Lebensgrundlagen erhalten“, „(4.) Nachhaltiges Wirtschaften stärken“, „(5.) Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern“, „(6.) Bildung, Wissenschaft und Innovation als Treiber einer nachhaltigen Entwicklung nutzen“.“

**Formale Bewertung durch den Parlamentarischen Beirat für nachhaltige Entwicklung:**

Eine Nachhaltigkeitsrelevanz des Gesetzentwurfes ist gegeben. Der Bezug zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie ergibt sich hinsichtlich folgender Leitprinzipien einer nachhaltigen Entwicklung, Sustainable Development Goals (SDGs), Indikatorenbereiche und Indikatoren:

- Leitprinzip 1 – Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden,
- Leitprinzip 2 – Global Verantwortung wahrnahmen,
- Leitprinzip 3 – Natürliche Lebensgrundlagen erhalten,
- Leitprinzip 4 – Nachhaltiges Wirtschaften stärken,
- Leitprinzip 5 – Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern,
- Leitprinzip 6 – Bildung, Wissenschaft und Innovation als Treiber einer nachhaltigen Entwicklung nutzen,

- SDG 1 - Keine Armut,
- SDG 7 – Bezahlbare und saubere Energie,
- SDG 8 – Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum,
- SDG 9 – Industrie, Innovation und Infrastruktur,
- SDG 13 – Maßnahmen zum Klimaschutz,

- Indikatorenbereich 9.1.a – Innovation: Zukunft mit neuen Lösungen gestalten

- Indikator 7.2.a – Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch
- Indikator 7.2.b –Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch,
- Indikator 13.1.a - Treibhausgasemissionen

Die Darstellung der Nachhaltigkeitsprüfung ist plausibel.

**Eine Prüfbitte ist daher nicht erforderlich.**

Berlin, 27. September 2023

Maik Außendorf, MdB
Berichterstatter

Ralph Brinkhaus, MdB
Berichterstatter