

## Stellungnahme

# Photovoltaik-Paket I

## Stellungnahme des bne zum Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung

Berlin, 05.07.2023: Der bne bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme. Das Paket beinhaltet aus Sicht des bne eine Reihe von Maßnahmen, die den Ausbau der Photovoltaik beschleunigen können. Insbesondere für PV-Dachanlagen nennt der Entwurf viele positive Maßnahmen, wie z.B. das Repowering von PV-Dachanlagen oder Bürokratieabbau bei der Anlagenzusammenfassung.

Nachbesserungsbedarf sehen wir dagegen bei den Nutzungsmöglichkeiten der neuen gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, die auch auf komplementäre Energiewende-Technologien ausgeweitet werden sollte. Zudem bedarf es hier u.a. einer Klarstellung für Dritte Stromlieferanten bzgl. der Abrechnungspflichten. Die Vereinfachung von Netzanschlussbegehren für kleine PV-Anlagen geht in die richtige Richtung, sollte jedoch explizit alle Aspekte der Netzanschlussprozesse umfassen. Zudem braucht es ein entsprechendes Verfahren für größere PV-Dachanlagen.

Auch für die PV-Freilandanlagen sieht der Gesetzentwurf Verbesserungen vor, wie die Einführung eines Wegenutzungsrechts für Anschlussleitungen von Solarparks. Wichtige Hebel fehlen jedoch: So sollte das Paket weitere Klarstellungen und Vereinfachungen vorsehen, wie z.B. die Entfristung der maximalen Zuschlagsgröße, Korrekturen bei der Kommunalbeteiligung und eine Opt-Out-Regelung für benachteiligte Gebiete. Zudem sollte die Umsetzung der Biodiversitäts-PV angegangen werden.

Nicht zuletzt fehlen darüber hinaus aus Sicht des bne Impulse zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen und Batteriespeichern. Angesichts des zunehmenden Anteils fluktuierender EE-Einspeisung werden diese im Energiesystem immer wichtiger. Ein praxistauglicher rechtlicher Rahmen, der insbesondere Wettbewerb und Innovation dieser Flexibilitätsoptionen ermöglicht, muss den PV-Hochlauf flankieren.

In der Ressortabstimmung bitten wir, dass BMWK sich nun auch für weitere Maßnahmen im Solarpaket I einzusetzen, die nicht im direkten Kompetenzbereich liegen. So sollten auch Hindernisse im Steuer- und Baurecht beseitigt werden, um die Entwicklung der Photovoltaik voranzubringen.

Anmerkungen im Einzelnen	4
Zu Artikel 1 EEG	4
Zu § 3 Biodiversitäts-PV im EEG definieren	4
Zu § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau	4
Zu § 8 Vereinfachter Netzanschluss	6
Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben	8
Zu § 10a Messstellenbetrieb; Übergangsregelung für Steckersolargeräte	8
Zu § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung	8
Zu § 11a Recht zur Verlegung von Leitungen	9
Zu § 21 Absatz 3 Anspruch Mieterstromzuschlag Nicht-Wohngebäude	10
Zu § 24 Absatz 1 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	11
Zu § 37 Biodiversitäts-PV in die Ausschreibung integrieren	12
Zu § 38b Erweiterung Agri-PV und die Biodiversitäts-PV	12
Zu § 38h Repowering PV-Dachanlagen in Ausschreibungen des 2.Segments	13
Zu § 48 Absatz 1 Flächenkulisse benachteiligte Gebiete	13
Zu § 48 Absatz 1 Nummer 5, Biodiversitäts-PV, Flächenkulisse klären	14
Zu § 48 Absatz 2a Meldepflichten Anlagenzusammenfassung	14
Zu § 48 Absatz 3 Stichtagsregelung „Solarstadt“	14
Zu § 48 Absatz 4, Biodiversitäts-PV, Vergütungsaufschlag wie bei Agri-PV im Segment	14
Zu § 48 Repowering PV-Dach in gesetzlicher Vergütung	14
Zu § 85c Absatz 4, Festlegungsverfahren für Biodiversitäts-PV vorsehen	14
Biodiversitäts-PV umsetzen	15
Weitere Anmerkungen EEG	19
Zu §28a PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen	19
Zu § 21c Anmeldung zur Direktvermarktung von Kleinanlagen bis 30 kW vereinfachen	19
Zu § 79 Registrierung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen ermöglichen	19

Zu § 88d Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen in Innovationsausschreibungen	20
Zu Artikel 2 EnWG	21
Zu § 3 Nummer 20a Begriff Gebäudestromanlage	21
Zu § 42a Mieterstromverträge	22
Zu § 42b (neu) Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung	23
Zu § 49d (neu) Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen	25
Zu Artikel 3 MaStRV	26
zu § 8 Recht auf digitale Schnittstelle zum Marktstammdatenregister	26
Zu Artikel 4 Messtellenbetriebsgesetz	27
Zu § 3 Absatz 3a Widersprüchliche Fristen eindeutig fassen	27
Weitere Anmerkungen	28
Bundesweiter Solar-Standard	28
Wirksame Verzahnung von Energie- und Steuerrecht sicherstellen	29
Bundesweit verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit	29
Geringere Abstandsvorgaben in den Bauordnungen	30
Anlagenzertifizierung (Typ A und Typ B), Vorschlag zur Verfahrensvereinfachung	30
Stromsteuerbefreiung für Mieterstrom Lieferkettenmodell	31
Fassaden-PV und gebäudeintegrierte PV fehlt in der PV-Strategie	31
Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (FIPV) hat erhebliches Potenzial	32

## Anmerkungen im Einzelnen

### Zu Artikel 1 EEG

#### Zu § 3 Biodiversitäts-PV im EEG definieren

(detaillierte Ausführungen im Abschnitt Biodiversitäts-PV umsetzen)

#### 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 auch 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 Strommengen** 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.

Der bne weist an dieser Stelle jedoch ausdrücklich darauf hin, dass der gesamte **Netzanschlussprozess** von kleineren PV-Anlagen und Energiewende-Technologien **umfassend digitalisiert werden** muss. 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 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 Netzanschlussbegehren nach Satz 1 gestellt und die Informationen nach Satz 2 Nummer 2 übermittelt werden können~~ **sämtliche Informationen für den gesamte 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 zu 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. Es ist nicht damit getan, dass bei Netzbetreibern die Spielräume für den 110kV-Netzausbau verbessert wurden, z.B. durch das übertragende öffentliche Interesse dieses Ausbaus. In den 110 kV-Netzen, die für **große PV-Dachanlagen**, Solarparks und die Windkraft an Land entscheidend sind, laufen viele Prozesse nicht optimal. Daher werden insbesondere folgende Maßnahmen empfohlen:

- Einrichtungen einer **Schlichtungsstelle** bei der Bundesnetzagentur, um den Austausch von Netzbetreibern und Projektentwicklern zu verbessern
- **Klare Fristen** für alle Interaktionen mit den Netzbetreibern
- Netzbetreiber sollten **wichtige Informationen zur Anschlusszusage** hinzufügen, um Rückfragen zu vermeiden (insb. zur maximalen Anlagenleistung am bestehenden Hausanschluss, zur maximalen Anlagenleistung an der nächstgelegenen Ortsnetzstation oder dem Kabelverteilerschrank sowie Angaben zur Mindestanlagenleistung für die Installation einer kundeneigenen Trafostation).

### Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben

Mit der Änderung des § 9 Absatz 3 werden mehrere Dach-Solaranlagen, die hinter **einem Netzverknüpfungspunkt** betrieben werden, künftig nicht mehr zusammengefasst. Diese Maßnahme wird ausdrücklich begrüßt. Sie löst heute bestehende negative Wechselwirkungen der Anlagenzusammenfassung zwischen Anlagen unterschiedlichen Anlagenbetreiber in der näheren Umgebung auf.

### Zu § 10a Messstellenbetrieb; Übergangsregelung für Steckersolargeräte

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“).<sup>1</sup>

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.

### 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 PV-Anlagen von bis zu 25 kW regelmäßig ausreichend sein. Diese Änderung wird grundsätzlich begrüßt. Gleichmaßen unterstützen wir ausdrücklich, dass die Entscheidung, ob neben der Messung und Messwertübertragung auch zusätzliche Steuerungsfunktionen umgesetzt werden sollen (z.B. die Steuerung der Batterie-lade-/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 **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.“

<sup>1</sup> Der „Ansteckungs-Effekt“ nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, [Solarserver](#), [PV-Magazine](#)



### 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. 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.<sup>2</sup> **Unserer Ansicht nach ist die vom BMWK 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 (neu) erweitert und auch für PV-Freiflächenanlagen und Speicheranlagen nutzbar** gemacht wird. Außerdem sollte die Regelung um die **Betriebsphase erweitert** werden, was insbesondere bei Windkraftprojekten wichtig ist, aber auch zum Repowering von Wind-/Solarparks oder bei der Ergänzung von Speicheranlagen hilfreich sein kann.

---

<sup>2</sup> 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 vorzusehen, 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 Kabinetentwurf gestrichen wurde. Den entsprechenden Ausschnitt aus dem Referentenentwurf vom 22.11.2022 (Vorschlag und Begründung) finden die hier ([LINK](#)).

### 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 sollte jedoch **zusätzlich die Möglichkeit** erhalten, den in der Anlage erzeugten PV-Strom auch **unentgeltlich** an einen **Aggregator oder Finanzierer** 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](#)).

### 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. Eine 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 wird 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, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und **ohne Durchleitung durch ein Netz** verbraucht worden ist.“

### 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 ein zeitgleich entstehender kleiner 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 sollen 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 verhindern und sicherstellen, dass sich PPA- und Bürgerenergie- oder Ausschreibungsprojekte nicht in die Quere kommen. **Nur Bürgerenergiesolarparks (und Solarparks kleiner 1 MW) sollen weiterhin untereinander verklammert werden, damit die beihilferechtlichen Vorgaben für Bürgerenergie nicht unterlaufen werden.**

Formulierungsvorschlag zu §24 Absatz 2: Es wird folgender Satz angehängt:

**“Abweichend von Nummer 2 werden Solaranlagen, die keinen Anspruch auf Zahlungen nach §19 Absatz 1 haben, nicht mit anderen Freiflächenanlagen zusammenfasst. Abweichend von Nummer 2 werden Freiflächenanlagen, die von einer Bürgerenergiegesellschaft nach §22b errichtet werden, nicht mit anderen Freiflächenanlagen zusammenfasst, es sei denn, diese werden ebenfalls von einer Bürgerenergiegesellschaft nach §22b errichtet.”**

### Zu § 36e (Fristverlängerung, Windkraft) und §37d (Solarparks)

Die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen an Land sollen um drei Monate verlängert werden, was aufgrund regelmäßig auftretender Verzögerungen in der Projektrealisierung nachvollziehbar ist. Wir empfehlen generell – auch bei PV-Freiflächenanlagen – eine **weiterentwickelte Regelung zum Umgang mit Projektverzögerungen** (z.B. aufgrund langer Lieferzeiten von Komponenten, insb. Transformatoren, oder wegen **überlasteter Behörden**). Diese **Fristverlängerungsoption sollte 6 Monate betragen**. Wir möchten im Zusammenhang ausdrücklich darauf hinweisen, dass bei kleineren Solarparks erhebliche Potenziale für schnellere Projektrealisierung in der Vereinfachung des BPlan-Verfahren stecken, was auch als Punkt in der PV-Strategie enthalten ist. Ein **vereinfachtes BPlan-Verfahren** für kleine Solarparks wird Behörden, Kommunen und Gutachterressourcen erheblich entlasten. Solche ein vereinfachtes Verfahren ist legitim, da absehbar hunderte BPlan-Verfahren pro Jahr bei kleinem Solarparks durchgeführt werden müssen. Der bne erarbeitet dazu einen konkreten Vorschlag.

#### **Zu § 37 Biodiversitäts-PV in die Ausschreibung integrieren**

(detaillierte Ausführungen im Abschnitt Biodiversitäts-PV umsetzen)

#### **Zu § 38a Absatz 1 Nummer 5 (Entfristung 100 Megawatt-Gebote)**

In den Gebotstermin des Jahres 2023 dürfen Zuschläge für Solarparks bis 100 Megawatt vergeben werden. Wir empfehlen, diese Regelung zu entfristen und **dauerhaft Gebote bis 100 MW in den Ausschreibungen des ersten Segments, der Innovationsausschreibung und den Wasserstoffausschreibungen zuzulassen**. Die ab 2024 wieder geltende Regelung der Zuschlagsbegrenzung auf 20 Megawatt führt (wieder) zu Projekten, die stückweise erweitert werden. Außerdem ist der Wert von 20 MW ohnehin unglücklich gewählt, da eine 20 MW Anlage in der Regel nicht mehr im Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann und ein (durch den Betreiber errichtetes) Umspannwerk für einen Anschluss an der 110kV-Netzebene nötig ist, das üblicherweise eine Leistung von deutlich über 20 MW hat. Es sollte generell den Kommunen überlassen sein, zu entscheiden, welche Größe an Solarparks vor Ort auf Akzeptanz trifft.

#### **Zu § 38b Erweiterung Agri-PV und die Biodiversitäts-PV**

(detaillierte Ausführungen im Abschnitt Biodiversitäts-PV umsetzen)

### Zu § 38h Repowering PV-Dachanlagen in Ausschreibungen des 2.Segments

Der bne begrüßt ausdrücklich, dass das Repowering bei Dachanlagen des 2.Segments künftig möglich sein soll. Das Repowering von Dachanlagen wird, wie das Repowering von Solarparks, einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten können. Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Regelung, dass bei repowerten Anlagen nur der Anteil des eingespeisten Stroms nach § 19 **mit der ursprünglichen Vergütungshöhe** vergütet wird, **der dem Anteil der ursprünglichen Solaranlage** entspricht und die **zusätzliche Leistung nach aktuellen Vergütungssätzen**, erscheint sinnvoll und angemessen. So ergeben sich konkrete **Potenziale für die Zweitnutzung** der gebrauchten Module, die von der Branche in Rahmen des schon möglichen Solarpark-Repowering vorangetrieben werden. In Deutschland gibt es bereits seit langem einen Markt für gebrauchte Module, der u.a. bei Balkon-PV eine relevante Rolle spielt. Gebrauchte Module werden auch gerne für den Ersatz kaputter Module verwendet. Zudem könnten zum Beispiel die ausgetauschten Photovoltaik-Anlagen in **Krisengebieten wie bspw. der Ukraine** eingesetzt werden und dort einen wertvollen Beitrag zur Energieversorgung in Krankenhäusern, Flüchtlingsunterkünften und Schulen leisten. Hinzu kommt noch das Upcycling ausgetauschter und nicht mehr funktionsfähiger Module als Rohstoff.

### Zu § 48 Absatz 1 Flächenkulisse benachteiligte Gebiete

Aus unserer Sicht wird die Öffnung der benachteiligten Gebiete für die PV-Freiflächenanlagen im vorliegenden Entwurf **nicht ausreichend umgesetzt**. Wir setzen als Vorschlag weiterhin darauf, dass die Umkehr der in § 37c Abs. 1 festgelegten Opt-In-Regel (Bundesländer müssen aktiv benachteiligte Gebiete für die PV öffnen) in eine Opt-Out-Regel (Bundesländer haben benachteiligte Gebiete für die PV geöffnet und müssen aktiv davon abweichen) erfolgt. Einen konkreten begründeten Umsetzungsvorschlag finden die [hier](#). Wir regen an:

#### § 37c EEG 2023 sollte neu gefasst werden:

- (1) Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments **nicht** berücksichtigen, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebots-termin nach § 29 bekannt gemacht hat.
- (2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet **nicht** bezuschlagt werden können.
- (...)

Weiterhin wären die nachfolgenden Folgeänderungen vorzunehmen.

#### § 29 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2023 wäre wie folgt anzupassen:

**Angabe, ob Landesregierungen Rechtsverordnungen aufgrund von § 37c Absatz 2 erlassen haben und auf welchen Flächen unter Berücksichtigung dieser Rechtsverordnungen Gebote für Solaranlagen nicht bezuschlagt werden können.**

#### § 38a Absatz 1 Nummer 3 lit. b EEG 2023 wäre wie folgt anzupassen:

Gebotsmengen von Geboten nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden, die auf einer der im bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des im Gebot angegebenen Bundeslands errichtet worden sind.

**Zu § 48 Absatz 1 Nummer 5, Biodiversitäts-PV, Flächenkulisse klären**  
(detaillierte Ausführungen im Abschnitt [Biodiversitäts-PV umsetzen](#))

**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 **Stichtagsregelung 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, die in Wirklichkeit keine solchen sind, weil diese Gebäude explizit nicht für diesen Zweck errichtet wurden. Eine **andere positiv besetzte Formulierung ist empfehlenswert**. 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 Absatz 4, Biodiversitäts-PV, Vergütungsaufschlag wie bei Agri-PV im Segment**  
(detaillierte Ausführungen im Abschnitt [Biodiversitäts-PV umsetzen](#))

**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 § 85c Absatz 4, Festlegungsverfahren für Biodiversitäts-PV vorsehen**  
(detaillierte Ausführungen im Abschnitt [Biodiversitäts-PV umsetzen](#))

## Biodiversitäts-PV umsetzen

Mit der Biodiversitäts-PV ist echte Synergie hinsichtlich der Flächennutzung möglich und die Konkurrenz um Flächen zwischen Energiewende, Naturschutz und Landwirtschaft weitgehend auflösbar. Wir begrüßen daher, dass dieser Ansatz in der Solarstrategie des BMWK enthalten ist. **Biodiversitäts-PV ist die auf Artenvielfalt ausgerichtete Form der Agri-PV.** Im Kern ist deren Anspruch das Erreichen von drei Zielen auf einer Fläche:

Erneuerbare Energie + Nachhaltige Landwirtschaft + Förderung der Biodiversität

Der bne empfiehlt konkrete Vorschläge für **Änderungen im EEG und insbesondere der GAP-Direktzahlungen-Verordnung (GAPDZV)**, die in einem [Überblickspapier](#) und in einem [konkreten Gesetzesvorschlag](#) dargestellt werden. Kern des Vorschlags ist es, dass **Flächen für Biodiversitäts-PV aus Sicht der Landwirtschaft in eine "Zeitkapsel" gehen.** Die Flächen bleiben Landwirtschaft, werden aber für die Betriebszeit des Solarparks der Biodiversitätsentwicklung gewidmet. Landwirtschaftsbetriebe, die Flächen für Biodiversitäts-PV Flächen zur Verfügung stellen und Flächen so pflegen, dass sich eine hohe Artenvielfalt entwickelt, haben dadurch einen deutlichen Vorteil. Im Folgenden werden die empfohlenen Änderungen im EEG (und insbesondere der GAPDZV) kurz und übersichtlich dargestellt:

### Änderungen im Agrarrecht:

§ 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 Absatz 6 (neu)

Eine Extensive Agri-Photovoltaik-Anlage im Sinne des Absatzes 4 Nummer 6 ist eine **auf einer 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

- a) die **Bereitstellung von Flächen zur Verbesserung der Biodiversität und Erhaltung von Lebensräumen** oder
- b) die **ergebnisorientierte extensive Bewirtschaftung** von Dauergrünlandflächen mit **Nachweis von mindestens vier regionalen Kennarten** oder
- c) das **Einhalten der Anforderungen an nichtproduktive Flächen** ermöglicht und

2. die landwirtschaftlich nutzbare Fläche um höchstens 15 Prozent verringert. Förderfähig sind 85 Prozent der Fläche, wobei für die Ermittlung des Prozentsatzes die Flächeninanspruchnahme durch die Unterbauten der Solaranlagen in Abzug von der Gesamtprojekfläche gebracht wird.

(Begründung im Gutachten, [Seite 5](#))

#### Änderungen im EEG:

##### §3 EEG, Definition „extensive landwirtschaftliche Nutzung“

Im EEG sollte die extensive landwirtschaftliche Nutzung definiert werden. Eine Solarparkfläche wird biodivers, wenn sie extensiv genutzt wird.

Nach Nummer 21 wird folgende Nummer 21a eingefügt:

„**extensive landwirtschaftliche Nutzung**“ eine Inanspruchnahme einer Fläche, die eine Förderung nach § 4 Absatz 1 GAPDirektzahlungen-Gesetz (GAPDZG) vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3003; 2022 I S. 2262) in der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlage geltenden Fassung zumindest zu 85 Prozent der Fläche ermöglicht und gleichzeitig beispielsweise aufgrund der Anordnung der Solaranlagen auf der Fläche, der dadurch geschaffenen Lichtverhältnisse auf dem Boden und der Art und Weise der Flächenbewirtschaftung eine hohe Biodiversität auf der Fläche sicherstellt, wobei bei Solaranlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt worden ist, auf die Fassung des GAPDZG im Zeitpunkt des Gebotstermins abzustellen ist, zu dem das Gebot für die Solaranlage bezuschlagt worden ist. Der Nachweis der Förderung nach § 4 Absatz 1 GAPDZG ist insbesondere geführt, wenn die zuständige Behörde die Förderung für zumindest 85 Prozent der Fläche gewährt. Der Nachweis der hohen Biodiversität auf der Fläche erfolgt durch ein Gutachten, das den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen muss. Dieses Gutachten ist dem Netzbetreiber nach Abschluss des zweiten auf die Inbetriebnahme der Solaranlage folgenden Kalenderjahres für den Zeitraum ab der Inbetriebnahme und danach alle drei Kalenderjahre für den jeweils vorangegangenen dreijährigen Zeitraum vorzulegen. Eine hohe Biodiversität liegt insbesondere vor, wenn mindestens vier regionale Kennarten oder Kennartengruppen auf der Fläche nachgewiesen werden. Der Nachweis des Vorliegens von mindestens vier regionalen Kennarten oder Kennartengruppen auf der Fläche kann abweichend von Satz 3 anhand des agrarfördermittelrechtlichen Instrumentes der Transekt-Methode zum Nachweis von Kennarten oder Kennartengruppen erfolgen, wobei Satz 4 entsprechend gilt. Vor der Inbetriebnahme muss dem Netzbetreiber ein Konzept für die wesentliche Erhöhung der Biodiversität auf der Fläche auf ein hohes Niveau der Biodiversität vorgelegt werden, das ebenfalls den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen muss. Bis zum Abschluss des zweiten auf die Inbetriebnahme der Solaranlage folgenden Kalenderjahres gelten die Anforderungen an die Biodiversität auf der Fläche als erfüllt, wenn die in dem Konzept nach Satz 7 vorgesehenen



Maßnahmen auf der Fläche spätestens bis zum 1. Juni des auf die Inbetriebnahme der Solaranlage folgenden Kalenderjahrs umgesetzt werden.

(Begründung im Gutachten, [Seite 8ff](#))

#### **§ 37 EEG (Biodiversitäts-PV in die Ausschreibung integrieren)**

Biodiversitäts-PV sollte im Segment 1 ausgeschrieben werden auf Flächen, auf denen auch andere (nicht Agri-PV-)Solarparks förderfähig sind. Gemeint ist die klassische Flächenkulisse entlang von Verkehrswegen und in benachteiligten Gebieten, aber nicht die der Agri-PV. So wird keine Konkurrenz zur geförderten Agri-PV aufgebaut.

In § 37 Absatz 1 Nummer 3 wird nach Buchstabe e folgender Buchstabe f eingefügt:  
f) auf landwirtschaftlichen Flächen, die kein Moorboden sind, wenn die Flächen mit der Errichtung der Solaranlage in eine extensive landwirtschaftliche Nutzung überführt werden, die, verglichen mit Zustand der landwirtschaftlichen Fläche in den der Errichtung der Solaranlagen vorangegangenen zwei Kalenderjahren zuzüglich des Errichtungsjahres, mit einer wesentlichen Erhöhung der Biodiversität auf der Fläche verbunden ist und entweder die Voraussetzungen des Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c oder des Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe i erfüllen.

(Begründung im Gutachten, [Seite 13](#))

#### **§ 38b Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (Erweiterung Agri-PV und die Biodiversitäts-PV)**

§ 38b Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird wie folgt geändert:

In § 38b Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird die Formulierung „Buchstabe e“ gestrichen und durch „Buchstaben a bis d, e und f“ ersetzt und hinter „handelt“ die Wörter „und die Anlage insgesamt nicht mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist“ eingefügt.

#### **§ 48 EEG 2023 Biodiversitäts-PV, Flächenkulisse klären bei Biodiversitäts-PV-Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird**

In Absatz 1 Nummer 5 EEG 2023 wird nach Buchstabe e Buchstabe f eingefügt:  
f) auf landwirtschaftlichen Flächen, die kein Moorboden sind, wenn die Flächen mit der Errichtung der Solaranlage in eine extensive landwirtschaftliche Nutzung überführt werden, die, verglichen mit dem Zustand der landwirtschaftlichen Fläche in den der Errichtung der Solaranlage vorangegangenen zwei Kalenderjahren zuzüglich des Errichtungsjahres, mit einer wesentlichen Erhöhung der Biodiversität verbunden ist und entweder die Voraussetzungen der Nummer 3 Buchstabe c aa oder der Nummer 6 erfüllen.

(Begründung im Gutachten, [Seite 16](#))

**§ 48 EEG 2023 Biodiversitäts- PV, Vergütungsaufschlag wie bei Agri-PV im Segment 1**  
Besondere Förderung für die Biodiversitäts-PV ist nur nötig, wenn direkte Konkurrenz zu klassischen Solarparks besteht, d.h. innerhalb der klassischen Flächenkulisse der EEG-Ausschreibung (z.B. an Verkehrswegen). Auf diesen Flächen wird – ebenfalls in Analogie zur Agri-PV – die Regelung zum Vergütungsaufschlag kopiert. Eine Konkurrenz zur (geförderten) Agri-PV besteht nicht.

In Absatz 4 wird folgender Satz 4 eingefügt:

**§ 38b Absatz 1 Satz 3 ist für Solaranlagen nach Absatz 1 Nummer 5 Buchstaben a bis c, e und f entsprechend anzuwenden.**

#### **§ 85c EEG 2023 (Festlegungsverfahren)**

In § 85c EEG 2023 wird folgender Absatz 4 eingefügt:

**Für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe f und § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstabe f legt die Bundesnetzagentur zum 1. Februar 2024 erstmalig die Anforderungen mit sofortiger Wirkung fest.**

## Weitere Anmerkungen EEG

### 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 Zubbaumengen verringert werden, die beispielsweise im Segment der förderfreien PPA-Anlagen oder im Bürgerenergie- und Kleinanlagensegment errichtet wurden. Dieser Deckel wurde vor der "Zeitenwende" 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. Auch die repowerten Mengen (Freiflächenanlagen und Gebäude-PV) sollten nicht angerechnet werden, da dies sonst netto sogar zu einem geringeren zusätzlichen Ausbau führen würde.

### Zu § 21c Anmeldung zur Direktvermarktung von Kleinanlagen bis 30 kW vereinfachen

Noch immer sind die Vorlaufzeiten für den Wechsel in die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen zu lange und die Prozesse zu bürokratisch. Eine Anlage sollte daher künftig **bereits ab dem Tag der Inbetriebnahme an der Direktvermarktung teilnehmen** können. Dafür bedarf es eines klar definierten **Prozesses, um eine Anlage digital in der Direktvermarktung anzumelden**. Dazu zählt ein passender Anmeldeprozess mit einheitlichem digitalem Standard, ein **Recht auf den Zugang am Strommarkt** unter Einhaltung des **bundesweit einheitlichen Standards** ab dem Tag der Inbetriebnahme im Rahmen der EDIFACT-Marktkommunikation für die Energiewirtschaft (inkl. entsprechender softwareseitiger Implementierung), spätestens jedoch nach 4 Wochen sowie **rechtzeitige Ausstellung und digitale Mitteilung der notwendigen Marktlokations-IDs (MaLo)** vor Inbetriebnahme. Gleichzeitig bedarf es expliziter Pönale auf die Erlösobergrenze ab dem ersten Tag, wenn die VNBS dies nicht umsetzen und/oder die notwendigen Prozesse (IT-seitiger Netzanschluss) nicht beherrschen.

### 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 in Innovationsausschreibungen

Es sollte eine Prüfung erfolgen, ob die Innovationsausschreibung des EEGs genutzt werden kann, **nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (NF-SDL) wettbewerblich zu beschaffen** (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, STATCOM Betrieb, ect.). Nach den Bestimmungen der Strommarktinnenrichtlinie 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 letztlich 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 möglicherweise der bessere Ansatz.

## Zu Artikel 2 EnWG

### Zu § 3 Nummer 20a Begriff Gebäudestromanlage

Mit § 3 Nummer 20a EnWG wird ein neuer Begriff eingeführt. So wird eine "**Gebäudestromanlage**" als Energieerzeugungsanlage definiert, die aus Sonnenstrahlung elektrische Energie erzeugt. Der erzeugte Solarstrom soll dabei explizit über einen "Gebäudestromnutzungsvertrag" an Bewohner oder gewerbliche Mieter eines Gebäudes geliefert werden. Der bne begrüßt die Einführung des neuen Begriffs grundsätzlich, weist aber darauf hin, dass er **nicht zu eng ausgelegt** werden sollte. An dieser Stelle verweisen wir auf auch unsere Vorschläge zu § 42b (neu).

### Zu § 3 Nummer 24a und 24b Klarstellungsbedarfe bei Direktleitungen (Definitionsanpassung im EnWG)

Einige Netzbetreiber vertreten die Ansicht, dass Direktleitungen zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern nicht Teil einer Kundenanlage seien, was dazu führt, dass eine regulierungsbedürftige Infrastruktur vorläge. Hier berufen sich die Netzbetreiber auf die Rechtsprechung des BGH, welcher ausschließlich die Kundenanlagen (zur betrieblichen Eigenversorgung) als Ausnahme vom regulierten Netz ansieht. Lösung: Eine **Vereinfachung von Direktleitungen zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern durch eine Klarstellung in der Begriffsdefinition der Kundenanlage im EnWG**. Durch eine Klarstellung, dass Direktleitung zwischen EE-Anlagen und Verbrauchern oder Sektorenkoppelungseinheiten (z.B. Elektrolyseuren) als Teil von Kundenanlagen anzusehen sind, würden viele Konzepte deutlich vereinfacht. Einen konkreten begründeten Formulierungsvorschlag finden sie [hier](#).

### Zu § 3 Nummer 24a und 24b EnWG, Begriffsbestimmungen

24a. Kundenanlagen Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an Kundenanlagen angebunden sind**,  
b) (...)

24b. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angebunden sind**,  
b) (...)

(Anmerkung: §3 Nr. 12 EnWG ist die Direktleitung 2)

Begründung: Es handelt sich um eine Klarstellung im Rahmen einer unsicheren Auslegung der Netzregulierung von Direktleitungen. Direktleitungen bzw. die (Eigen-)Versorgung aus direkt angebundenen Windkraft- und PV-Freiflächenanlagen sind sowohl bei ausgedehnten Anlagen (Weiterbetrieb) sinnvoll als auch zur Anbindung von Sektorenkopplungsanlagen, z.B. Elektrolyseuren an Neuanlagen. Eine Netzregulierung von Direktleitungen in Kundenanlagen führt zu einem Entfall des ökologischen und wirtschaftlichen Vorteils der Eigenversorgung aus nahegelegenen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die klarstellende Änderung soll Eigen- und Direktversorgungsstrukturen aus nahe gelegenen Stromerzeugungsanlagen Planungssicherheit geben.

### Zu § 42a 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 **keine 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 überhöhten 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 daher 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.

#### Zu § 42b (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. Die Anforderungen an die **Reststrombelieferungen durch Dritte sind jedoch noch zu unscharf**. Hier braucht es entsprechende Klarstellungen, die die **Kennzeichnungs- und Stromlieferverpflichtungen** von Reststrom-Lieferanten gegenüber Letztverbrauchern energiewirtschaftlich sauber und transparent regeln.

Verbesserungsbedarf sehen wir zudem bei der noch zu eng gefassten Definition der Gebäudestromanlage. So sollten **räumliche Nutzungsmöglichkeiten ohne Durchleitung** durch ein öffentliches Stromnetz ermöglicht werden, die **Nutzung von Speichern** mitberücksichtigt werden sowie **E-Ladesäulen** in die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung integriert werden können.

#### Anforderungen an Restromlieferanten transparent und eindeutig regeln

Aus dem neuen § 42b geht nicht klar hervor, welche **Kennzeichnungs- und Abrechnungsverpflichtungen Restromlieferanten** im Rahmen der Gebäudestromversorgung haben. Sollte ein pauschaler Aufteilungsschlüssel für die Gebäudestrombelieferung gewählt werden, wird es Dritten Stromlieferanten nicht möglich sein, einzelne Letztverbraucher präzise abzurechnen. Der bne regt daher eine **gesetzliche Klarstellung** an, die mindestens einen geeigneten **Clearingprozess** vorsieht, um die Kennzeichnungs- und Abrechnungsverpflichtungen der Restromlieferanten klar, sauber und transparent zu regeln.

#### Nutzungsmöglichkeit des Gebäudestroms erweitern

Die Vorgaben für die Nutzung des Gebäudestroms sind aus Sicht des bne zu eng gefasst. Bleibt es bei der Formulierung wird die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung hinsichtlich ihrer Einsatzmöglichkeiten beispielsweise in Quartieren und zum Beladen von Elektrofahrzeugen eingeschränkt. Der bne empfiehlt daher, im neuen § 42b Absatz 1 EnWG den

Installations- und Verbrauchsort der Anlage **in, an oder auf einem Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes** zu erweitern. So wird sichergestellt, dass **auch Nebengebäude wie beispielsweise Garagen oder Carports in die Nutzung** miteinbezogen werden können. Die Ausweitung des Verbrauchsorts in der Nähe der Gebäudestromanlage ist zudem **euro-parechtlich gedeckt** und steht in Übereinstimmung mit Artikel 2 Nr. 8 EltRL<sup>3</sup> (in der derzeit gültigen Fassung) „Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen“ sowie Artikel 21 Absatz 2b) „an Ort und Stelle“<sup>4</sup> der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) sowie dem aktuellen Verhandlungsstand zur Neufassung der RED III in Artikel 15a Absatz 2 „produced on site or nearby“<sup>5</sup>.

Außerdem ist die Beschränkung, dass der Letztverbraucher ein „Mieter, Wohnungseigentümer oder sonstigen Eigentümer von Räumen“ in demselben Gebäude sein muss, **aufzuheben**, um z.B. **auch E-Ladesäulen als Letztverbraucher** zu integrieren. Gleichzeitig wird mit der Anpassung sichergestellt, dass die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ analog zum Mieterstrommodell **auch komplett in Kundenanlagen, über Direktleitungen und in geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG** möglich wird. Zudem regen wir eine Ergänzung „nach Maßgabe des § 42b EnWG“ im zweiten Halbsatz des § 42b Absatz 1 Satz 1 an, um den eigenständigen Charakter der neuen gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung gegenüber existierenden Direktlieferungen **deutlich abzugrenzen**.

Formulierungsvorschlag zu § 42b Absatz 1 EnWG

„Ein Letztverbraucher kann elektrische Energie, die durch den Einsatz einer Gebäudestromanlage erzeugt wurde, die **in, an oder auf einem Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes** installiert ist,“ ~~in dem der Letztverbraucher Mieter von Räumen, Wohnungseigentümer im Sinn des § 1 Absatz 1 des Wohnungseigentumsgesetzes oder sonst Eigentümer von Räumen ist nach Maßgabe des § 42b EnWG~~ nutzen, wenn (...)“

Mit der Änderung wird einer **wesentlichen Zielsetzung des Gesetzes** Rechnung getragen, denn die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung wird als zusätzliche Option zur gemeinschaftlichen Versorgung mit PV-Strom vor Ort neben der Mieterstromförderung unter gleichen Randbedingungen eingeführt.

#### **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung auch mit Speichern**

Bleibt es bei der Formulierung wären zudem **Speicheranlagen** von dem neuen Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nicht abgedeckt. Dies kann nicht gewollt sein, denn gerade bei der dezentralen PV-Stromerzeugung vor Ort ist die **Kombination mit Speichern geeignet**, um den Eigenverbrauchsanteil der im Gebäude verbrauchten Energie zu erhöhen. Der bne empfiehlt daher eine **Erweiterung der Formulierung** in § 42b Absatz 1 Nummer 1 EnWG um den Begriff „**Zwischenspeicherung**“. Damit würde auch der Vorgabe der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) Rechnung getragen, die in Artikel 21 Absatz 2

<sup>3</sup> Vgl. Artikel 2 Nr. 8 EltRL 2023/0077 (COD), [Link](#)

<sup>4</sup> Vgl. Artikel 21 Absatz 2b RICHTLINIE (EU) 2018/2001, [Link](#)

<sup>5</sup> Vgl. Article 15a Abs. 2 “Mainstreaming renewable energy in buildings” 2021/0218(COD), [Link](#)



und 4 deutlich die **wechselseitige Beziehung von Erzeugung und Speicherung** von erneuerbaren Energien hervorhebt.<sup>6</sup>

Formulierungsvorschlag zu § 42b Absatz 1 Nummer 1 EnWG:

„1. die Nutzung **unmittelbar oder nach Zwischenspeicherung**, aber ohne Durchleitung durch ein Netz erfolgt,“

Damit wäre sichergestellt, dass der Strom in der Gebäudestromanlage auch **zwischen gespeichert** werden kann und entsprechend im Gebäude ohne Durchleitung durch ein Netz genutzt werden kann.

#### **Klarstellung zur Eigenschaft des Anlagenbetreibers**

Um rechtlichen Unklarheiten bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung entgegenzuwirken, empfehlen wir mindestens in der Gesetzesbegründung eine **Klarstellung, dass Betreiber einer Gebäudeanlage sowohl juristische Personen als auch natürliche Personen unabhängig vom Eigentum am Gebäude** sein können. So kann sichergestellt werden, dass auch Dritte die Anlage betreiben können und die im Gesetz vorgesehenen Verantwortlichkeiten der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung klar zugeordnet sind.

Ferner empfehlen wir weitere **Klarstellungen zum Verfahren und Abrechnungen** innerhalb des Modells. So sollten Verantwortlichkeiten für das **Datenmanagement** eindeutig benannt werden und gesetzlich bindende Aussagen zur **mess- und eichrechtlichen Konformität** der Abrechnung der erzeugten Strommengen getroffen werden. Gebäudestromanlagen sollten zudem explizit von **einem beschleunigten Einbau von intelligenten Messsystemen umfasst sein** (siehe Anmerkung zu [§ 34 Absatz 2 MsbG](#)). Zudem regen wir eine explizite **Klarstellung zur Eigenschaft der Anlage** im Sinne des EEG an, um Vergütungsformen und Vergütungshöhe der Überschusseinspeisung eindeutig zu regeln.

#### **Zu § 49d (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 \(Anlagenzertifikat A und B\)](#)).

---

<sup>6</sup> Vgl. Artikel 21 Absatz 2b RICHTLINIE (EU) 2018/2001, [Link](#)

## Zu Artikel 3 MaStRV

### zu § 8 Recht auf digitale Schnittstelle zum Marktstammdatenregister

Die Anmeldung im Marktstammdatenregister ist weiterhin für Laien kaum durchführbar und zeitaufwendig. Hierbei ist regelmäßig 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.“**

## Zu Artikel 4 Messtellenbetriebsgesetz

### Zu § 3 Absatz 3a Widersprüchliche Fristen eindeutig fassen

Durch die **Klarstellung der Zuständigkeit und Fristen** wird die Transparenz für Anlagenbetreiber erhöht. Der bne begrüßt, dass die Bereitstellung der erforderlichen Messeinrichtungen als zwingende Pflicht eines Messtellenbetreibers gesetzlich festgelegt wird. **Allerdings besteht hinsichtlich der Anwendung der Gesetzesänderung Unklarheit.** So wird in § 6 MsbG von einer **Ausübung durch den Anschlussnehmer** gesprochen. In Absatz 2 des § 6 heißt es, dass zwischen **Ausübung und Vertragsbeendigung mindestens drei Monate** liegen müssen. Die **in § 3 Absatz 3a vorgesehene Monatsfrist steht dazu in Widerspruch**, da der neue Messdienstleister **innerhalb eines Monats** allen erforderlichen Arbeiten nachgekommen sein muss, obwohl der bisherigen Messtellenbetreiber einer Sparte aber mindestens drei Monate Zeit eingeräumt wird. Es ist daher nicht verständlich, **ab wann die Monatsfrist** im neuen § 3 Absatz 3a für den § 6 (Auswahlrecht des Anschlussnehmers) gelten soll. Aus Sicht des bne bedarf es daher einer zwingenden Klarstellung, inwiefern sich die **in § 3 Absatz 3a vorgesehenen Monatsfristen auch auf Anschlussnehmer im Sinne des § 6 MsbG** erstrecken.

### Zu § 34 Absatz 2 IMSyS für gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Eine viertelstundenscharfe Abrechnung von Erzeugung und Letztverbrauch ist eine wesentliche Voraussetzung für die Einführung der **gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung** nach § 42b (neu) EnWG. Diese **Gebüdestromanlagen** sind jedoch nicht im MsbG von einer beschleunigten **Ausstattung mit intelligenten Messsystemen** umfasst. Viele Letztverbraucher, die an einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung teilnehmen möchten, werden weniger als 6.000 kWh pro Jahr verbrauchen und damit nicht unter den Pflicht-Einbaufall fallen – Im Gegensatz zu Letztverbrauchern, die im Rahmen von Kundenanlagen bzw. Mieterstromprojekten versorgt werden. Um das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung auch mit Blick auf die Anforderungen des Smart-Meter Roll-Outs gleichzustellen, regt der bne daher eine entsprechende Anpassung in § 34 Absatz 2 Nummer 1 MsbG an.

Formulierungsvorschlag zu § 34 Absatz 2 Nummer 1 MsbG

„ab 2025 die vorzeitige Ausstattung von Messtellen mit einem intelligenten Messsystem innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, auch an nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messtellen, insbesondere an nicht bilanzierungsrelevanten Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen im Sinne von § 3 Nummer 24a und 24b **oder Gebädestromanlagen im Sinne von § 3 Nummer 20a und § 42b** des Energiewirtschaftsgesetzes,“

## Weitere Anmerkungen

### Bundesweiter Solar-Standard

Ein **Solar-Standard mit klaren Vorgaben zur Installation von PV-Dachanlagen** schafft Planungssicherheit für die Bau- und neue Energiewirtschaft, um den Einsatz der PV in sämtlichen Bauvorhaben konsequent mitzudenken. Dabei verbessert er die Zusammenarbeit zwischen Bauindustrie und Handwerk. Ausbildungen und Umschulung für Dachdecker und Installateure finden mit direktem Bezug zu technischen Mindestanforderungen von Gebäuden statt. Die Einführung eines **Solar-Standards auf Bundesebene** sollte dabei weitere Maßnahmen wie die **Einführung eines leistungsfähigen digitalen Dachflächenkataster** oder alternative Erfüllungsoptionen vorsehen, falls PV-Installationen vor Ort nicht möglich sind. Folgende Eckpunkte sollten bei der Einführung eines Solar-Standards berücksichtigt werden, damit der neue Standard möglichst breitenwirksam und bürokratiarm wirken kann:

1. Der Standard erstreckt sich auf **alle neuen und bestehenden Nichtwohngebäude** (unabhängig von ihrer Größe) sowie **relevante Infrastrukturen mit geeigneten Flächen**, wie große Carports, große Parkplatzflächen oder Lärmschutzwände.
2. Der **Solar-Standard umfasst alle neuen Wohngebäude**.
3. Der Solar-Standard gilt für alle **bestehenden Wohngebäude, die einer grundlegenden Sanierung unterzogen werden**. (Erneuerung der Gebäudehülle sowie wesentliche Umbauten des Daches, bei denen die Dachfläche erheblich erneuert wird.)
4. Förderprogramme unterstützen gezielte Dachsanierungen, die eine spätere kosteneffiziente PV-Installation ermöglichen („**Solar-Ready**“-Programm).
5. **Ausnahmen** werden nur auf Grundlage wirtschaftlicher und nicht-technischer Kriterien gewährt (z.B. unverhältnismäßig lange Amortisationszeiten, die z.B. 20 Jahre überschreiten).
6. Haushalte mit niedrigem und mittlerem Einkommen und KMU sollten mit **Zuschüssen und Darlehen** gezielt unterstützt werden, um soziale Härten zu verhindern. PV-Strom macht den Energiebereitstellung dauerhaft planbar günstig, was im Zusammenhang berücksichtigt werden sollte. Die Bundesregierung kann dafür bis Ende 2026 auf die im Rahmen von REPowerEU bereitgestellten Mittel über die nationalen Konjunkturprogramme zurückgreifen.
7. EU-Mitgliedstaaten stellen den **Bedarf an Installateuren auf kommunaler Ebene** fest. Existierende Programme zur Aus- und Weiterbildung werden ausgeweitet und Anreize für Marktakteure gegeben, sich entsprechend fortzubilden. So wie sich das Energiesystem transformiert, müssen sich auch Qualifikationen transformieren. Aus- und Weiterbildungen im Bereich Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik müssen künftig elektrotechnische Grundkenntnisse vermitteln.

### Wirksame Verzahnung von Energie- und Steuerrecht sicherstellen

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 ist Steuerbürokratie 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. Viele Vereinfachungen von steuerlichen Regelungen sind für den Ausbau der Photovoltaik mindestens genauso relevant wie Vereinfachungen in EEG.

### Bundesweit verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit

Anlagenbetreiber sehen sich bereits seit Jahren Unsicherheit bei eichrechtlichen Unklarheiten gegenüber. Die energierechtlichen Vorgaben sind dabei äußerst komplex und erfordern komplexe Messtechnik. Die **Eichbehörden sind föderal** organisiert und lediglich dem Eichrecht und nicht den Zielen der Energiewende verpflichtet. Derzeit existiert keine bundesweite Behörde, die über eichrechtliche Vorgaben einheitlich entscheidet und informiert. Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt verfügt dafür keine ausreichende Kompetenz. Eichrechtliche Streifragen – wie etwa die Möglichkeit zur Verrechnung von Messwerten – bleiben so jahrelang ungeklärt oder können je nach Bundesland unterschiedlich ausgelegt werden. Statt einzelner Landeseichbehörden soll **künftig eine Stelle bei der Bundesnetzagentur** (BNetzA) für alle eichrechtlichen Fragen im Elektrizitätsbereich mit bundesweiter Relevanz zuständig sein. Anlagenbetreiber erhalten ein **Recht auf verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit** bestimmter Messkonstellationen oder weiterer eichrechtlicher Fragen durch die BNetzA. Dafür wird ein neuer Paragraph im Mess- und Eichgesetz - MessEG eingefügt.

Formulierungsvorschlag § 45a (neu) MessEG:

**„Die Bundesregierung kann die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen dazu ermächtigen, die Zuständigkeit für eichrechtliche Fragen mit bundesweiter Bedeutung für die Umsetzung des Energierechts an sich ziehen.“**

### Geringere Abstandsvorgaben in den Bauordnungen

Das Vorhaben, Abstandsvorgaben in den Bauordnungen zu verringern und bundesweit einheitlich zu regeln, wird ausdrücklich begrüßt. Aus Sicht des bne sollten die in den Musterbauordnungen der Landesbaubehörden festgelegten Mindestabstände für PV-Module unabhängig von ihrem Bautyp vollständig beseitigt werden. Ein Mindestabstand ist nicht erforderlich und Regelungen erscheinen willkürlich. Ein **bundesweiter Wegfall der Mindestabstände für PV-Dachanlagen** führt zu einer Beschleunigung privat installierter Solarkapazitäten. Oft ließe sich die installierte Leistung vieler Anlagen ohne Mindestabstände verdoppeln.

### Anlagenzertifizierung (Typ A und Typ B), Vorschlag zur Verfahrensvereinfachung

Wir begrüßen, dass Verfahren beim Anlagenzertifikat Typ B weiter 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 Anlagen haben einen bedeutend größeren Einfluss auf die Netzstabilität. Ein weiteres Problem sind die **Anlagenänderung dar, z.B. bei einer Erweiterung oder beim Repowering** (sowohl beim Typ A als auch bei Typ B). Zum Beispiel würde durch die Integration von Speichercontainern in Solarparks oder 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“ einzustufen**, 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 Installateursverzeichnis 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 parametrisiert 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 nachreichen. Bei Anlagenzertifikaten Typ A sollten ebenfalls Vereinfachungen geprüft werden.

### 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** nicht 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 großer Vorteil dieses Modells ist, dass die **Rolle des Stromlieferanten** an einen Dritten weitergegeben wird, der bereits fundierte Kenntnisse und Erfahrungen im Energiemarkt hat.

### Fassaden-PV und gebäudeintegrierte PV fehlt in der PV-Strategie

Das **nahezu konfliktfreie Potenzial der Fassaden-PV** ist bislang fast unerschlossen und sollte mit der PV-Strategie erschlossen werden. Grund ist ein Henne-Ei-Problem. Die Vergütungen sind unwirtschaftlich. Die Nachfrage ist zu gering. Es gibt zu wenig Angebote, die zu teuer sind. Gerade im urbanen Raum hätten Photovoltaikanlagen an Fassadenflächen im Vergleich zu den Dachflächen ein hohes Potenzial. Schätzungen gehen von einem Gebäudehüllen-Potenzial von 150 bis 300 GW in Deutschland aus. Mit einer installierten Leistung von 13 MW im Jahr 2020 wurde nur ein Bruchteil dieses Potenzials ausgeschöpft.<sup>7</sup> Darüber hinaus haben gebäudeintegrierte PV-Anlagen eine **transformative Wirkung**<sup>8</sup> bezüglich der Installation weiterer Photovoltaikanlagen und der Befassung mit den Thema Gebäudesanierung. **Fassaden-PV gewinnt zunehmend an Bedeutung** und zeigt, dass sich Gebäude transformieren. Zwar ist der Energieertrag von Fassaden-PV-Anlagen gegenüber Dach-PV-Anlagen etwas geringer. Moderne Modultechnik liefert aber auch an Fassaden eine bedeutende Menge an Energie, verbunden mit den Vorteilen, dass die **Produktion im Herbst/Winter/Frühling vergleichsweise hoch** ist (tieferer Sonnenstand = besserer Einstrahlwinkel auf Fassaden-PV) und **senkrecht installierte Module an Fassaden nicht verschneit** werden können. Daher ist es höchste Zeit, Fassaden-PV als sinnvolle Ergänzung der Gebäudetechnik künftiger stärker zu berücksichtigen. Die Bundesregierung sollte hier finanzielle Anreize für die Installation von gebäudeintegrierter PV setzen (z.B. über ein **Marktanreizprogramm für Fassaden-PV** oder einem expliziten **Bonus für Fassaden-PV im EEG**). Die Bundesregierung könnte hier eine Forderung der neuen EU-Solarstrategie direkt umsetzen. So werden EU-Mitgliedsstaaten explizit dazu aufgefordert, nationale Förderprogramme für gebäudeintegrierte PV-Anlagen in Bestandsgebäuden und Neubauten zu initiieren.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Haustec, Bauwerkintegrierte Photovoltaik: Zusatzkosten niedrig halten, Mai 2022, [Link](#)

<sup>8</sup> Der „Ansteckungs-Effekt“ nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, [Solarserver, PV-Magazine](#)

<sup>9</sup> Communication EU Solar Strategy COM(2022)221, 18.Mai 2022, [Link](#)

### Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (FIPV) hat erhebliches Potenzial

Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (FIPV) bzw. Vehicle integrated PV (VIPV) gewinnt schnell an Bedeutung. **Bis zum Jahr 2030 werden jährlich 3,5 Millionen Fahrzeuge mit fahrzeugintegrierter PV allein in der EU ausgestattet.** Treiber dieser Entwicklung der solaren Mobilität sind die erzielten Kostensenkungen bei Photovoltaik und eine schnelle Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge. Massive Beschleunigung der Innovationen führt zu noch schnellerer Umstellung auf Elektrofahrzeuge (z.B. Feststoffbatterie, Radnabenmotoren), ein höherer Strombedarf in allen Fahrzeugklassen, sowie neue Fertigungsverfahren für fahrzeugintegrierte Photovoltaik, die zum Fahrzeugbau passen (**Zulieferindustrie**), eine schnelle Weiterentwicklung der notwendigen Leistungselektronik, das Bedürfnis nach Reichweitenverlängerung und eigener Energieerzeugung am Fahrzeug und die Umsetzung der europäischen Energie- und Klimaziele. Der hochgerechnete Beitrag von FIPV (z.B. durch Reduktion des Ladestrombedarf und veränderter Ladeleistung) wird Dimensionen annehmen, die in der Energiesystemmodellierung abgebildet werden sollten. Deutschland hat die Möglichkeit, die Stärken seiner Automobilindustrie mit dem immer noch starken technologischen Know-How bei der Photovoltaik zu verknüpfen. Durch den **Aufbau dieses Industriezweigs in Deutschland und der EU** würde die Fahrzeugindustrie gestärkt und innovative neue Arbeitsplätze und Wertschöpfungsketten geschaffen. Auch für die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele ergeben sich daraus neue Chancen: Individuell höhere Reichweiten der Elektrofahrzeuge, eine unabhängige Auf- oder Nachladung von Fahrzeugen, die Energieversorgung der Klimatisierung, Kühlung und weiteren Verbrauchern (ggf. auch bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor). Durch die kommenden Millionen-Stückzahlen werden Fahrzeuge vom reinen Energieverbraucher zu einem sichtbaren (Teil-) Energieerzeuger in der EU-Energiebilanz.

Zur **Stärkung der Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (FIPV)** wären folgende Punkte geeignet:

- Unterstützung von Pilotprojekten mit der EU-Fahrzeugindustrie
- Unterstützung von industrieller- und auch weiter Grundlagenforschung
- Unterstützung des Aufbaus von industriellen Produktionen in der EU (auch in Bereich der FIPV)
- Wiedererrichtung der vollständigen Wertschöpfungsketten für Photovoltaikproduktionen
- Förderprogramm, z.B. Förderung je Quadratmeter FIPV und/oder der Förderung über Zuschüsse z.B. von Elektrobussen mit FIPV (könnte auf frühere Elektrobuss-Förderprogramme aufsetzen)

### Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.