

Stellungnahme zur

Photovoltaik-Strategie

Stellungnahme zum Entwurf der Photovoltaik-Strategie des BMWK vom 10.03.2023

Berlin, 24.03.2023: Die PV-Strategie des BMWK muss für eine Verdreifachung der Zubau-Geschwindigkeit sorgen. Dazu sind eine konsequente Verschlinkung sowie die Digitalisierung und Entbürokratisierung von Prozessen nötig. Diese Hebel sind nicht nur im EEG zu finden, wie die PV-Strategie zurecht aufzeigt. Die PV-Strategie muss zudem priorisieren: Die Maßnahmen müssen den Zubau in Gigawatt pro Monat realisieren können. Die zahlreichen Prüfaufträge im Entwurf der PV-Strategie müssen sehr schnell abgearbeitet werden, sonst wird der Prozess selbst zum Flaschenhals.

Für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung ist es richtig, auf den sehr schnellen Photovoltaikausbau zu setzen. Dieser wurde auch im EEG 2023 beschlossen. Viele gute Regelungen im EEG 2023 können erst seit Jahresanfang wirken. Es ist jetzt Zeit, die Hebel beim Zubau auf Beschleunigung umzulegen. Aus Sicht des bne wäre bei der Umsetzung einer sehr umfassenden PV-Strategie auch ein jährlicher Zubau möglich, der deutlich über der Zielsetzung der Bundesregierung liegt. Damit könnten zeitweise Defizite in anderen Ausbaubereichen ausgeglichen werden.

In einem ersten Schritt sollten die Ausbauzielwerte – wie bei den anderen Technologien bereits geschehen – auf Wechselstromleistung angepasst werden. Auf jeden Fall müssen weitere strategische Elemente ergänzend hinzugefügt werden, damit die systemischen Anforderungen bewältigt werden können. Dazu gehört u.a. eine starke Flexibilisierung und Digitalisierung der Stromversorgung und des Stromverbrauchs sowie eine umfassende Speicherstrategie. Grundsätzlich gilt es bei jeder Strategie die künftigen Engpässe mitzudenken und frühzeitig zu adressieren.

Einordnung des Entwurfs der PV-Strategie	3
Anmerkungen zu den Handlungsfeldern	4
Zu 3.1 - Freiflächenanlagen stärker ausbauen	4
Anmerkungen zum Bereich Freiflächenanlagen	5
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Freiflächenanlagen)	12
Zu 3.2 - Photovoltaik auf dem Dach	18
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (PV-Dachanlagen)	18
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (PV-Dachanlagen)	22
Zu 3.3 - Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung	27
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Vor-Ort-Versorgung)	27
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Vor-Ort-Versorgung)	29
Zu 3.4 – Stecker-PV, Kleinst-PV, “Plug&Play-PV”	31
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (“Plug&Play-PV”)	31
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (“Plug&Play-PV”)	31
Zu 3.5 – Netzanschlüsse beschleunigen	32
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Netzanschlüsse)	32
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Netzanschlüsse)	36
Zu 3.6 – Akzeptanz stärken	39
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie und fehlende Punkte (Akzeptanzstärkung)	39
Zu 3.7 - Wirksame Verzahnung von Energie- und Steuerrecht sicherstellen	41
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Energie- und Steuerrecht)	41
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Energie- und Steuerrecht)	43
Zu 3.8 – Lieferketten und wettbewerbsfähige, europäischer Produktion	44
Zu 3.9 – Fachkräfte sichern	45
Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Arbeits- und Fachkräfte)	45
Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Arbeits- und Fachkräfte)	46
Zu 3.10 – Technologieentwicklung voranbringen	47
Zu 3.11 – Europäische Instrumente	47

Einordnung des Entwurfs der PV-Strategie

Das BMWK hat eine PV-Strategie vorgelegt, die den Ausbau der Photovoltaik beschleunigen soll und dies bei richtiger Priorisierung auch leisten kann. Die PV-Strategie enthält viele gute Punkte, die den Ausbau der Photovoltaik vereinfachen und beschleunigen werden. In den beiden für 2023 angekündigten Solarpaketen gilt es, auch Querschnittsthemen im Bau-, Landwirtschafts- und Steuerrecht sowie den Bürokratieabbau anzugehen.

Was braucht der ambitionierte Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2023/2024?

- Maßnahmen für eine **Verdreifachung der Geschwindigkeit** des Zubaus und der Prozesse.
- Konsequente **Verschlinkung, Digitalisierung und Entbürokratisierung von Prozessen**.
- **Priorisierungsleitlinie**: Maßnahmen müssen den **Zubau in Gigawatt pro Monat** realisieren können.
- Die PV-Strategie sollte wenig auf Prüfaufträge setzen. **Prüfaufträge kosten Zeit – und Gigawatt**.

Die politischen Akteure (Bundestag, Bundesrat, Ministerien), die Stakeholder (Energiewirtschaft, Behörden, Verbände, Netzbetreiber) und weitere Akteure (NGOs, Verwaltung, Wissenschaft) haben in den mehrfachen Krisen der letzten drei Jahre bewiesen, dass ein schnelles Handeln möglich ist. **Für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU ist es unumgänglich, auf den sehr schnellen Photovoltaikausbau zu setzen.** Dieser ist auch im EEG 2023 beschlossen und viele gute Regelungen im EEG 2023 können erst sein Jahresanfang wirken. **Es ist jetzt Zeit, die Hebel auf Zubaugeschwindigkeit umzulegen.** Dies gilt bei der Planungsbeschleunigung, bei der Installation von PV-Anlagen, beim Netz- und Flexibilitätsausbau und beim Aufbau einer europäischen PV-Industrie in einem exponentiell wachsenden nationalen und weltweiten Markt für Photovoltaik. **Diese Hebel für mehr Geschwindigkeit sind nicht nur im EEG zu finden, wie die PV-Strategie richtigerweise aufzeigt.**

Bei den jährlichen Zubauwerten sollte auf Nettozubau abgestellt werden, da bis 2030 erhebliche Mengen vorhandener Anlagen repowert werden dürften. Die Schätzungen für das Repowering-Potenzial liegen im deutlich zweistelligen Gigawatt-Bereich. Bei der Windenergie hat man dem Repowering bereits seit langem in einer Unterscheidung zwischen Bruttozubau und Nettozubau Rechnung getragen. Das Repowering sollte künftig durch die Fachagentur Photovoltaik gemonitort werden. Die erfassten Mengen sollten dann automatisch in den Zubauzielmenge angepasst werden.

Anmerkungen zu Solarpaket 1 und Solarpaket 2 und dem Ambitionsniveau

Es ist richtig und nachvollziehbar, dass die umfassende Beschleunigung des Photovoltaikausbaus in mehrere Gesetzgebungsverfahren eingebettet werden soll. Gerade die Querschnittsfragen z.B. zum Bau- oder Steuerrecht erfordern dies. Der bne gibt in seiner Stellungnahme bei bestimmten Maßnahmen eine Empfehlung, ob diese Maßnahmen in **Solarpaket 1 (erstes Halbjahr 2023)** oder **Solarpaket 2 (zweites Halbjahr 2023)** oder **weiteren Gesetzgebungsvorhaben** behandelt werden sollte. Wir möchten zu bedenken geben: **Die Zielstellung ist im EEG bereits klar festgelegt, den Zubau innerhalb von wenigen Jahren mehr als zu verdreifachen** (2026: 22 GW in Vergleich zu gut 7 GW im Jahr 2023). Maßnahmen müssen rechtzeitig in Kraft treten, um eine Beschleunigungswirkung zu erzielen. Dies muss die PV-Strategie

reflektieren, auch bezüglich anderer politischer Prozesse, z.B. der **Erstellung des Bundeshaushalts 2024**. In der PV-Strategie sollten solche Zusammenhänge klarer benannt werden. Diesbezüglich ist die PV-Strategie an vielen Stellen zaghaft oder lückenhaft. Erfolg kommt von Mut. Dieser sollte sich in ambitionierten und 2023 wirksamen Maßnahmen manifestieren. Das Ambitionsniveau ist die zügige und vollständige Erfüllung des RePowerEU-Plans mit erneuerbaren Energien und der Aufbau einer europäischen PV-Industrie, die **20% Weltmarktanteil** anstreben sollte. Bezüglich Ambitionsniveau relevant: Bei der Photovoltaik sollte (im EEG) von DC-Leistung auf die netz- und systemrelevante AC-Leistung umgestellt werden, so wie dies bei allen anderen Technologien der Fall ist. Energiewirtschaftlich relevant ist allein die AC-Leistung.

PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen

Der PV-Zubau wird auch heute noch durch den Gesetzgeber gedeckelt – im EEG 2023. 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” 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 sollten nicht angerechnet werden, da dies sonst netto sogar zu einem geringeren zusätzlichen Ausbau führen würde.

Empfehlungen des bne zum Bürokratieabbau

Die **Digitalisierung entlastet alle Beteiligten** – Planer/Projektierer/Handwerker/Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Verwaltungen und Behörden. Die **Digitalisierung von Prozessen ist Bürokratieabbau** in der Planung und Genehmigung, bei der Netzanmeldung und Inbetriebnahme und in der Betriebsphase von PV-Anlagen. **Papierform ist im Jahr 2023 nicht mehr nötig.** Digitalisierung ist nicht nur der Ersatz von Papier-Prozessen. **Digitalisierung geht mit einer Modernisierung von Prozessen einher.** Die im EEG 2023 bereits vorgesehene Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit der Photovoltaik gegenüber heute können aktuell angewendete und noch viel zu oft manuelle Prozesse nicht abbilden. **Dem Bürokratieabbau muss Priorität gegeben werden.** In den Handlungsfeldern der PV-Strategie ist erheblicher Spielraum für die Digitalisierung von Prozessen enthalten. Der bne gibt zugeordnet zu den Handlungsfeldern jeweils Bürokratieabbau- und Prozessdigitalisierungspotenziale an.

Anmerkungen zu den Handlungsfeldern

Zu 3.1 - Freiflächenanlagen stärker ausbauen

Es ist positiv, dass das BMWK in der PV-Strategie den Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik ambitionierter angehen will. In ihren verschiedenen Varianten bilden **Solarparks den Zubau-Booster in den 2020ern**. Ein jährlicher Ausbau von 11 Gigawatt pro Jahr, wie ihn das EEG vorzeichnet und die PV-Strategie beschreibt, ist absolut realistisch. Wir gehen davon aus, dass der Ausbau – die passenden Rahmenbedingungen vorausgesetzt – auch deutlich darüber liegen könnte, im deutlich zweistelligen GW-Bereich. Bereits heute sind bedeutend mehr als der nach dem EEG vorgesehene Ausbaupfad für 2023/2024 in laufenden Genehmigungsverfahren. **Es könnte schneller gehen, wenn Bürokratie abgebaut und Verwaltungsprozesse konsequent digitalisiert werden,** oder wenn auf unnötige und redundante Verwaltungsprozesse

verzichtet wird. Positiv ist, dass die PV-Strategie eine Reihe sinnvoller **Querschnittsthemen** anspricht, z.B. zum Baugesetzbuch (BauGB) oder im Steuerrecht sowie bei der Biodiversitäts-PV. Das BMWK sollte hier unbedingt versuchen, ressortübergreifend die richtigen Prioritäten zu setzen – **Prioritäten, die Gigawatt ins System bringen und nachhaltig zu guten und akzeptanzgetragenen Solarparks führen**. Um den Solarparkausbau nachhaltig zu beschleunigen, sollte **nicht die Privilegierung im BauGB weiter ausgebaut werden, sondern das B-Plan-Verfahren vereinfacht werden** und der Bürokratieabbau z.B. durch die **Verfahrensfreiheit für Solarparks** vorangetrieben werden, die es schon in einzelnen Bundesländern gibt und die Prozesse erheblich beschleunigen kann.

Eine wichtige **Maßnahme für Flächeneffizienz und Akzeptanzerhalt** ist die die **Biodiversitäts-PV**, die als **extensive Form der Agri-PV** flächensparsam eine Mehrfachnutzung erlaubt. Diese Debatte sollte mit klaren Maßnahmen vorangetrieben werden – im Energierecht und auch eingebettet in die Vorgaben für Landwirtschaft im Rahmen der Gemeinsame Agrarpolitik (GAP). **Bereits im Solarpaket 1 sollte Biodiversitäts-PV im EEG definiert werden und im Segment 1 des EEG zuschlagsfähig werden**, damit im Jahr 2024 erste Zuschläge vergeben werden können. Ein **Festlegungsverfahren der BNetzA kann im Herbst 2023** die Bedingungen hierfür definieren.

Bei PV-Freiflächenanlagen ist es wichtig, dass der marktliche Zubau von vorneherein mitgedacht wird. Daher ist es bedauerlich, dass im Entwurf der PV-Strategie das Thema Power Purchase Agreements (PPAs) fehlt. PPAs gehören heute zu jedem Solarparkprojekt – auch jenen mit Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung. Nur wegen der Verbindung mit PPAs sind Gebote in den Ausschreibungen niedrig. Die Funktion der Ausschreibung ist, die Finanzierbarkeit von Solarparkprojekten abzusichern. **Marktintegration erfolgt über PPAs und die Direktvermarktung**. Die EU-Kommission hat in ihrem Strommarktpapier die **Stärkung von PPAs hervorgehoben**. Diese sind aber eine deutliche Leerstelle in der Solarstrategie. Umgekehrt riskiert die EU-Kommission mit ihrer CfDs, einen relevanten Anteil der PPAs in Deutschland zu verlieren.

Anmerkungen zum Bereich Freiflächenanlagen

Deutliche Kritik zu weiteren Erleichterungen im Baugesetzbuch durch spezifische Privilegierung

Die Ausweitung der Außenbereichsprivilegierung von Solarparks wäre mit vielen Problemen verbunden. Die Branche hat sich eine Privilegierung nach §35 BauGB nicht gewünscht, da die Privilegierung in der Praxis Nachteile bewirkt. Die Änderung des §35 BauGB, die Ende 2022 ohne bedeutsame Diskussion beschlossen wurde und eine **Teilprivilegierung im "200 Meter" Streifen entlang von Autobahnen und bestimmten zweigleisigen Bahntrassen vorsieht**, bereitet bereits nach drei Monaten so viele Fragen und Probleme, dass eine **gesetzliche Klarstellung notwendig wäre**. Dies wäre nicht erforderlich, wenn die Regelung erst gar nicht eingeführt worden wäre. Auch auf die kürzlich umgesetzte Novelle des Raumordnungsgesetzes hat die Teilprivilegierung ausgestrahlt, denn eine Fehlerkette der Kombination aus BauGB-Privilegierung von Solarparks und dem ROG hätte unweigerlich zu einem deutschlandweiten Planungsstopp von Solarparks geführt.

- Auf den Punkt: **Außenbereichsprivilegierung von Solarparks ist eine schlechte Idee.**

Die **ausgeweitete Privilegierung nach § 35 BauGB führt bereits jetzt zu den erwarteten und unerwünschten Ausba verzögerungen**, z.B. zum Planungsstopp in regulären B-Plan-Verfahren. Wir sprechen hier nicht von kleinen Mengen, sondern von realen Projekten mit jeweils zweistelligen MW-Leistungen, die nun vollkommen unnötig Genehmigungsprobleme bekommen. Reale Projekte gehen bereits jetzt verloren und Kommunen erlassen Planungsmoratorien¹ – was aus Perspektive der Kommunen sogar eine nachvollziehbare Strategie ist. Für einen kurzen Zubau-Boost durch die Privilegierung nach § 35 BauGB, der höchstens ein paar Jahre anhalten kann, wird die Akzeptanz für den gesamten Solarpark-Ausbau gefährdet. **Das Beste wäre, die Außenbereichsprivilegierung zurückzunehmen.** Die zweitbeste Lösung ist, diese sehr eng zu begrenzen. Womöglich ist die Begrenzungs-Variante die (politisch) klügere Idee, da weitere Punkte der PV-Strategie auf eine Privilegierung abzielen (z.B. "Hof-PV"), was wiederum erhebliche Probleme im EEG auflösen wird (Anlagenverklammerung von "Hof-PV" mit PPA- oder EEG-Solarparks). Wir schlagen in unserer Stellungnahme Lösungen vor und bitten mit Nachdruck um eine bessere Abstimmung zwischen BMWSB, BMWK und der den Verbänden der Energiewirtschaft.

Alternative: Drei sinnvolle Maßnahmen im BauGB (umsetzbar in Solarpaket 1)

Anstelle der unvorteilhaften Ausweitung der Privilegierung gibt es **drei sinnvolle Maßnahmen für Solarparks im BauGB**, die jedoch nicht in der PV-Strategie vorhanden sind und deren Aufnahmen wir empfehlen. Die drei genannten Maßnahmen sollten in die bereits anlaufende BauGB-Novelle aufgenommen werden bzw. ins Solarpaket 1:

- **Vereinfachung von regulären B-Plan-Verfahren durch einen „§13c BauGB“ für Solarparks**
Im BauGB sollte ohne besondere Anforderungen ein **vereinfachtes Bebauungsplanverfahren für Planungen von Solarparks** vorgesehen werden. Dieses könnte mit Hilfe eines neuen "§ 13c BauGB" umgesetzt werden. Ergebnis der Maßnahme wäre ein **auf Solarparks abgestimmtes Verfahren**, mit dem Projekte schneller und für alle Beteiligten bürokratieärmer umgesetzt werden können. Das vereinfachte Verfahren für Solarparks soll eine optionale Abweichungsmöglichkeit vom Standard-B-Plan-Verfahren für die Kommunen schaffen, wenn Kommunen schneller sein wollen. Wichtig ist dabei, dass das vereinfachte Verfahren vollkommen unabhängig von der Solarparkgröße oder der Flächenkulisse des EEGs sein muss. Förderfähigkeit über das EEG ist nicht in jedem Solarparkprojekt nötig. Kommunen sollen vor Ort selbst entscheiden können, welche Art von Solarpark in welcher Größe auf Zustimmung treffen. **Ob vereinfachte Verfahren zur Anwendung kommen, läge letztlich in der Hand der Kommune.** Da alle Beteiligten diesen Zusammenhang kennen, müssten sich Projektierer von Solarparks anstrengen, mit guten, naturverträglichen und vor Ort akzeptierten Solarpark-Projekten in die B-Plan-Prozesse zu gehen, denn nur solche Projekte hätten eine Aussicht auf schnellere Umsetzung. Ggf. könnte eine befristete Anwendbarkeit für das vereinfachte Verfahren z.B. bis zum Jahr 2030 vorgesehen werden, ähnlich wie im auch heute befristeten §13b BauGB.

¹ Die bne-Geschäftsstelle liefert auf Nachfrage konkrete anonymisierte Beispiele zu Solarpark-Planungsstopps in kommunalen B-Planverfahren, die sich bereits jetzt aufgrund der Wechselwirkung mit der seit Anfang 2023 geltenden Baurechts-Privilegierung ergeben.

- **Verfahrensfreiheit für Solarparks (nach bayerischem Vorbild)**

Mit einem beschlossenen Bebauungsplan ist der Planungsprozess einer PV-Freiflächenanlage heute noch nicht abgeschlossen. Erst mit einer Baugenehmigung, die beantragt werden muss, kann die Anlage errichtet werden. Dieser Prozess ist bei Solarparks inhaltlich oft redundant zum bereits durchgeführten B-Plan-Verfahren, kostet Zeit und bindet Verwaltungsressourcen. Daher sollte der **Grundsatz der Verfahrensfreiheit für Solarparks** gelten. Dies könnte in die Musterbauordnung aufgenommen werden. In den Bundesländern, die ihre Landesbauordnungen entsprechend anpassen, **hätte dies sofort den Effekt, dass bei Solarparks nach beschlossenem Bebauungsplan kein Bauantrag mehr gestellt werden und auch keine Baugenehmigung erteilt werden müsste**. Dies entlastet die Verwaltung wesentlich und beschleunigt genehmigte Solarpark-Projekte in der Umsetzung erheblich. "Verfahrensfrei" bedeutet nur, dass kein Bauantrag gestellt werden muss und keine Baugenehmigung benötigt wird. Es entfällt damit die bauaufsichtliche Vorabprüfung durch die Behörde. In verfahrensfreien Bauvorhaben geht die Verantwortung für die Einhaltung aller geltenden Vorschriften auf die Errichter über. Sie müssen zum Beispiel Abstandsflächen einhalten, Vorgaben des Bebauungsplans oder anderweitige Vorgaben beachten sowie eigenverantwortlich prüfen, ob für Bauvorhaben möglicherweise eine andere Genehmigung benötigt wird. Professionelle Akteure können das, melden Bauvorhaben an und müssen nicht mehr auf teilweise mehrere Ämter warten. Neue Akteure und solche, die Unterstützung benötigen, können sich – wie heute auch üblich – diesbezüglich an die unteren Bauaufsichtsbehörden wenden. **Solarparks mit genehmigtem B-Plan als verfahrensfreie Bauvorhaben umzusetzen, ist bereits heute in Bayern ausnahmslos Standard**. Nach Art. 57 Abs. 2 Nr. 9 Bayer. Bauordnung (BayBO)² sind Freiflächenanlagen unabhängig von ihrer Fläche verfahrensfrei.³ Dieses Vorgehen sollte ein Vorbild für andere Bundesländer sein.

- **Aufnahme des überragenden öffentlichen Interesses des EE-Ausbaus ins BauGB**

Nach §2 EEG liegen die Errichtung und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Ein **Verweis im BauGB auf diese besondere Bedeutung des Ausbaus Erneuerbarer Energien** wäre für die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sehr wünschenswert, denn heute wird diese Neuregelung in der Verwaltungspraxis meist noch nicht angewendet, gerade weil sie nicht im BauGB steht. Die Aufnahme des überragenden öffentlichen Interesses **gibt insbesondere der Verwaltungsebene in den Behörden die nötige Sicherheit, in Abwägungsprozessen zu Solarparks schnelle, klare und rechtssichere Entscheidungen zu treffen** und muss auch eine Alternativenprüfung überflüssig machen. Für die Umsetzung sind mehrere Varianten denkbar. Da eine Aufnahme des überragenden öffentlichen Interesses ins BauGB viele Verbesserungen bringt (Denkmalschutz, Dach-PV, Solarparks, Windkraftanlagen Biomasse, erneuerbare Wärme, ...) empfehlen wir, dass das BMWK und das BMWSB in einem gemeinsamen Prozess die beste Lösung identifiziert, die zum höchstmöglichen Zubau erneuerbarer Energien führt – denn genau dies ist Kern des überragenden öffentlichen Interesses.

² Verfahrensfreiheit von Solarparks nach Art. 57 Abs. 2 Nr. 9 Bayer. Bauordnung (BayBO) | [LINK](#)

³ 12/2021 | Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr | Bau- und landesplanerische Behandlung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen | [LINK](#) (Seite 5)

“Hofnahe Anlagen” (komplexe Materie und hohes Risiko negativer Wechselwirkungen)

Grundsätzlich ist es gut, dass in der PV-Strategie das Spektrum der Möglichkeiten für den Solarparkausbau weiter aufgeweitet werden soll, auch bei kleineren Anlagen. **Wir möchten bezüglich der “kleinen hofnahen Anlagen” jedoch zu bedenken geben, dass eine Regelung für solche Anlagen sowohl im BauGB als auch im EEG eine erhebliche Komplexität aufweisen dürfte.** Dies wird wiederum für ein eher kleines Segment bezüglich des Gesamtzubaus **viel Kraft im ministerialen und politischen Prozess** kosten. So wäre die baurechtliche Privilegierung (?) an einen Berufsstand geknüpft (Landwirte) und es wäre umfangreich zu definieren, was unter “hofnah” zu verstehen ist. Muss es z.B. konkret die eigene Hofstelle sein oder kann auch eine andere Hofstelle gemeint sein? Reicht ein zum Hof gehöriges Gebäude im Außenbereich (Scheune) auch aus für dieses Privileg? Was gäbe es bezüglich neuer Gebäude zu beachten? Was gilt bei der Querung von Straßen und Wegen? Auch wäre zu klären, ob die Regelung auch für Gartenbau- oder Fischzuchtbetriebe oder Ähnliches anwendbar ist und ob Anlagen im Sinne des EEGs untereinander verklammert werden sollen oder nicht, was wiederum Fragen der Zertifizierung und der Direktvermarktungspflicht aufwirft. Es müsste geklärt werden, ob und – falls ja – welche technischen Anforderungen an diese Anlagen gestellt würden und wie diese Anforderungen geprüft werden. Zudem wäre zu erwarten, dass derartige Anlagen auch erheblich Kapazitäten bei den Netzbetreibern (zahlreiche Netzanfragen) binden. Auch Kapazitäten in der Anlagenzertifizierung würden blockiert, sofern sie über 135 kW Anlagenleistung aufweisen und ein Anlagenzertifikat B benötigen. **Im EEG würden ernste Probleme durch die Anlagenverklammerung mit Solarparks entstehen** (siehe übernächster Abschnitt), wodurch selbst eine kleine “Hof-PV” Anlage bei einem wesentliche größeren Solarpark eines Dritten (unbeabsichtigt) den Anspruch auf den anzulegenden Wert ins Risiko stellt. Wir empfehlen daher: **Sollte das Vorhaben der “hofnahen Anlagen” überhaupt weiterverfolgt werden, sollte eine Regelung der erst nach eingehender Prüfung und nach einem Fachgespräch mit der Branche im Solarpaket 2 umgesetzt werden. Wir empfehlen, von einer derart komplexen Regelung abzusehen.**

Unterstützung der Klarstellungen in der BauNVO

Die in der PV-Strategie vorgeschlagenen Klarstellungen der BauNVO werden unterstützt. Dadurch sollen PV-Anlagen in Industrie- und Gewerbegebieten erleichtert werden, damit dort mehr als 80 Prozent der Grundflächenzahl für den PV-Ausbau genutzt werden können. Wir möchten darauf hinweisen, dass in manchen Bundesländern bzw. Regionen sich der Gebietscharakter eines Industrie- und Gewerbegebiets ändert, wenn mehr als 50 Prozent der Fläche mit Photovoltaik bebaut wird. Derartige Landesregelungen müssen wegfallen, bzw. sollte im Bunderecht eine **Klarstellung ergänzt werden, dass eine Änderung des Gebietscharakters eines Industrie- und Gewerbegebiets nicht erfolgt**, auch wenn die Flächen mit mehr als 80 Prozent der Grundflächenzahl für den PV-Ausbau genutzt werden.

Benachteiligte Gebiete und Bürgerenergie-Solarparks, sowie Probleme bei der Anlagenverklammerung von Solarparks

Die Klarstellung der Förderfähigkeit in benachteiligten Gebieten für Bürgerenergie-Solarparks ist zu begrüßen. Nach unserer Auffassung ist hier über das EEG 2023 keine Förderfähigkeit gegeben, was korrigiert werden sollte. **Essenziell ist dabei, dass auch die Anlagenverklammerung von Solarparks nach §24 Absatz 2 EEG gleichzeitig neu geregelt wird.** Im EEG 2023 wurde die Bürgerenergie gestärkt durch die Regelung, dass Bürgerenergiesolarparks bis zu 6 MW ohne das Erfordernis einer Ausschreibung errichtet werden können. Zusätzlich wurde die Schwelle für die Verpflichtung zur Teilnahme an der Ausschreibung auf 1 MW hochgesetzt. Um den Missbrauch dieser Regelung zu verhindern (mehrere Kleinanlagen oder mehrere Bürgersolarparks nebeneinander), wurde die Anlagenzusammenfassung im § 24 Absatz 2 EEG 2023 geändert. **Problem: Bürgerenergie-Solarparks und Kleinsolarparks werden auch mit allen anderen Solarparks verklammert**, die im Abstand von zwei Kilometern Luftlinie und innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten errichtet werden, also auch PPA- oder Ausschreibungs-Solarparks, Anlagen-erweiterungen oder aktivem PV-Repowering. **Dadurch werden sich Projekte gegenseitig blockieren.** Wenn z.B. Bürgerenergieakteure zeitgleich aktiv sind oder wenn sie genau dann aktiv werden wollen, wenn auch weitere Solarprojekte in den Standort- oder Nachbargemeinden umgesetzt werden, verlieren sie durch die **Verklammerungsregel des EEG ihr Bürgerenergieprivileg**, da die verklammerte Leistung i.d.R. über 6 MW liegen würde (respektive 1 MW für Kleinsolarparks). Die Standortkommune, die Bebauungspläne für die Solarparks erlässt, müsste in solchen Fällen eine Entscheidung treffen, ob der maximal 6 MW große Bürgersolarpark errichtet wird, oder der in der Regel größere andere Solarpark (Ausschreibung oder PPA). Das Problem ist lösbar und sollte dringend im Solarpaket 1 gelöst werden.

Die Lösungsbausteine:

1. Nur Bürgerenergiesolarparks sollen weiterhin untereinander verklammert werden, damit die beihilferechtlichen Vorgaben für Bürgerenergie nicht unterlaufen werden.
2. Ein von einer Bürgerenergiegesellschaft errichteter Solarpark sollte jedoch nicht mit irgendwelchen anderen Solarparks (> 1 MW)⁴ verklammert werden.
3. PPA-Projekte sollten generell nicht Teil der Anlagenzusammenfassung sein.
4. "Hof-PV" soll generell nicht Teil der Anlagenzusammenfassung von Solarparks sein (sofern "hofnahe Anlagen" aus der PV-Strategie umgesetzt werden)

Diese Lösungsbausteine würden **Konflikte zwischen EEG-Ausschreibungsprojekten und Bürgerenergie-Solarparks unterbinden**, die aufgrund der aktuellen Anlagenverklammerungsregel entstehen werden. Durch Punkt drei würde die Verklammerung zwischen förderfähigen Anlagen und förderfreien PPA ebenfalls unterbunden, was ermöglicht, dass sich PPA- und Bürgerenergie- oder Ausschreibungsprojekte nicht in die Quere kommen. Auch würde die Herausnahme von PPA die neue Regelung zum Repowering von

⁴ Auch Freiflächenanlagen unter einem Megawatt müssen nicht an der Ausschreibung teilnehmen. Auch bei diesen Anlagen ist die Verklammerungsregel weiter nötig, um zu vermeiden, dass mehrere „bis-ein-Megawatt-Anlagen“ nebeneinander errichtet werden. Solche „bis-ein-Megawatt-Anlagen“ sollten untereinander und ggf. mit Bürgerenergieanlagen verklammert werden – aber nicht mit irgendwelchen anderen Anlagen (PPA oder Ausschreibung.)

Solarparks mit adressieren, bei der zusätzliche Module in einem repowerten Solarpark (förderfrei) neu in Betrieb gehen – und verklammert würden. Im Übrigen besteht das **Problem der Anlagenverklammerung auch bei der in der Diskussion stehenden “Hof-PV”**, die ebenfalls durch die aktuelle Verklammerungsregel im EEG nicht nur sich selbst, sondern auch in der Nähe befindliche Solarparkprojekte gefährdet. Die bne-Geschäftsstelle gibt gerne Auskunft zu den Verklammerungsproblemen und nennt Beispiele, in denen sich Solarparks aufgrund der veralteten Verklammerungsregel im EEG in die Quere kommen werden. Es wird ein Lösungsvorschlag erarbeitet, der zum Zeitpunkt dieser Stellungnahme aufgrund der noch unklaren Maßnahmen im BauGB (insb. den komplexen Fragen der “Hof-PV”) noch nicht fertiggestellt werden konnte.

Auf den Punkt: **Es ist aus einigen Gründen dringend nötig, die Anlagenverklammerung von Solarparks zu modernisieren** (BEGs, Baurecht, Anlagenerweiterung, Kleinsolarparks, ...). Wird dieses Thema nicht mitberücksichtigt, laufen andere Maßnahmen der PV-Strategie ins Leere (BEG-Stärkung, “Hof-PV”, ...).

Agri-PV-Anlagen stärker nutzen (auf landwirtschaftlich genutztem Grünland)

In der PV-Strategie wird ausgeführt, dass man bis Mitte 2023 ein Konzept für PV-FFA auf Grünland mit Doppelnutzung vorlegen will, was wir unterstützen. Der bne begrüßt auch grundsätzlich, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Grünland und auf wiedervernässten bzw. wiederzuvernäsenden Moorböden in die Kategorie „besondere Solaranlagen“ fallen und dass sich dadurch Investitionen in derartige Anlagen über die Ausschreibung des EEGs absichern können. **Wir erwarten, dass der Zubau dieser Anlagen zum aktuellen Zeitpunkt nur einen kleinen Teil des Gesamtzubaus an Solarparks ausmachen wird.** Der Grund ist, dass aktuell Agri-PV-Anlagen auf Grünland nach den Maßgaben der DIN-SPEC 91434 in der Regel nicht so realisiert werden können, dass sich Projekte dauerhaft wirtschaftlich tragen. Aufgrund der der **Gefahr des vollständig wegfallenden anzulegenden Werts bei erfolglosem Nachweis das Risiko hinsichtlich der Finanzierung nicht tragbar.** Sie finden die wichtigsten [Maßnahmen in unserer Stellungnahme vom 17.03.2023 zum Festlegungsverfahren der BNetzA](#) für die Ausschreibung besonderer PV-Anlagen. Im EEG ist eine **Änderung nötig, mit der das Risikoprofil von besonderen PV-Anlagen vergleichbar(er) wird zu anderen PV-Anlagen.** So könnte sich z.B. die Pönale bei Nichterfüllung einer korrekten technischen Ausführung oder bei fehlendem Nachweis einer korrekten Bewirtschaftung der besonderen PV-Anlagen **nur auf den erhöhten anzulegenden Wert beziehen**, aber nicht auf den gesamten anzulegenden Wert.

Benachteiligte Gebiete öffnen, “Opt-Out-Regelung“

Wir begrüßen sehr, dass die Regelung im §37c EEG zur **Länderöffnungsklausel zu den benachteiligten Gebieten in eine “Opt-Out-Regelung“ umgewandelt** werden soll. Wir empfehlen, dass die EEG-Änderung auch eine Anpassung der schon bestehenden Länderöffnungsverordnungen bewirkt bzw. diese mit einer Frist einfordert. Die heute geltenden engen Beschränkungen (Mengenziele in bestehenden Öffnungsverordnungen von z.B. teilweise nur 100 MW pro Jahr, Übersicht siehe [LINK](#)) führen bei den Ausschreibungsvolumen des EEG 2023 zu einer strukturellen Begrenzung. Immer in den Ausschreibungen zum Ende des Jahres könnten keine Zuschläge in den entsprechenden Ländern mit

zu knappen Limits in den Länderverordnungen vergeben werden. In Hessen und Rheinland-Pfalz ist dies in der letzten Ausschreibungsrunde im Jahr 2022 bereits passiert (siehe [LINK](#)). Daher ist eine **Vorgabe zur Anpassung der bestehenden Länderöffnungsverordnungen (LÖV)** nötig, denn diese sind im Volumen viel zu klein und basieren auf Ausbauzahlen und Regelungen aus dem EEG 2017 oder EEG 2021. Auch sollte ein etwaiger Ausschluss von Flächen im Rahmen der "Opt-Out-Regelung" klar begründet werden. Es sollten auch **Mindestwerte für die Festlegung der benachteiligten Gebiete** vorgesehen werden, die sich an den Zeilen des EEG 2023 orientieren. Zudem sollten **Zuschläge weiterer Ausschreibungen in benachteiligten Gebieten zulassen** werden (z.B. der Innovationsausschreibung, Wasserstoffausschreibungen des EEG).

Statt "stillgelegte landwirtschaftliche Flächen" die Begriffe der Landwirtschaft verwenden

(GAP, guter landwirtschaftlicher und ökologischer Zustand (GLÖZ), ECO-Schemes, Konditionalitäten)

Es ist überaus positiv, dass sich die PV-Strategie des BMWK mit dem Querschnittsthema Landwirtschaft befasst, denn nahezu alle Solarparks werden auf landwirtschaftlichen Flächen errichtet – egal ob innerhalb und außerhalb der förderfähigen Flächenkulisse des EEGs. Die Interessen der Landwirtschaft müssen bei der Flächenfrage der Energiewende daher genauso berücksichtigt werden, wie die des Naturschutzes. Es ist dabei wichtig, die kommunikativen Barrieren zwischen den Disziplinen zu überwinden. Empfehlenswert ist es, vermehrt Begrifflichkeiten aus der Landwirtschaft zu verwenden, was in der überarbeiteten PV-Strategie umgesetzt werden soll. Die PV-Strategie spricht von "stillgelegten landwirtschaftlichen Flächen" und verbindet dies gedanklich mit den "4 %" aus der kürzlich neugeregelten Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP, bzw. GAP2023), was begrifflich nicht korrekt ist.

Flächenstilllegung ist ein Begriff aus dem Naturschutz, welcher umgangssprachlich aber nicht korrekt mit der "4% - Anforderung" aus der GAP 2023 verwendet wird, welche einen Mindestanteil von nichtproduktiven Flächen und Landschaftselementen an Ackerland darstellen. **Genau hingesehen geht es eben nicht um die langfristige Stilllegung oder den Verlust der Flächen für die Landwirtschaft, sondern eher um das kurzfristige (jährliche) „Brach legen“ von 4% der Flächen.** Damit die Landwirte die EU-Förderprämie erhalten, müssen sie alle Flächen in einem „guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand“ (GLÖZ) erhalten. Insgesamt gibt es 9 GLÖZ- Standards, die es einzuhalten gilt. GLÖZ 8 schreibt den Landwirten vor, dass sie mindestens 4 % des Ackerlandes, einschließlich der Landschaftselemente an/auf dem Acker, seines Betriebes als nicht produktive Fläche vorhalten müssen. Die Landschaftselemente nehmen in einigen Regionen Deutschlands bereits einen großen Anteil bei der nichtproduktiven Fläche sein. Die zusätzlich aus der aktiven Bewirtschaftung genommene Fläche, soll zeitlich befristet (jährlich veränderbar) Raum für Biodiversität schaffen. Daneben gibt es noch den Begriff der **Ökoregelungen / ECO-Schemes**, der ebenfalls für Solarparks relevant werden kann, was jedoch tiefer diskutiert werden müsste. Ökoregelungen / ECO-Schemes sind Programme / Maßnahmen, an denen Landwirte jährlich freiwillig teilnehmen können, wenn sie besondere Ökosystemdienstleistungen mit ihrer Art der Bewirtschaftung erbringen. Solarparks lösen einen Kritikpunkt aus Naturschutzperspektive an den GLÖZ-Maßnahmen. **Bei einem Solarpark kann man sicher sein, dass sich die Flächen nicht ändern und sich Biodiversität über mehrere Jahre entwickelt.** Das heißt, dass diese Flächen bzgl. der Biodiversität wertvoller werden können, aber trotzdem auf Zeit Flächen für Biodiversität schaffen und der Landwirtschaft nicht verloren gehen.

Damit solche Flächen in Solarparks wirklich biodivers werden, müssen sie weiter professionell und extensiv bewirtschaftet werden, damit keine Brachen entstehen. Das ist extensive Landwirtschaft. Daher sprechen wir auch von „extensiver Agri-PV“, als der Variante der Agri-PV, die Biodiversität in Solarparks zum Ziel hat. Ein Win-Win-Win für Landwirte, Biodiversität und Energiewende.

Wir empfehlen, für die Überarbeitung der PV-Strategie, folgende Arbeitsgrundlage aufzunehmen:

Mit gut geplanten Solarparks werden Lösungen im Zieldreieck von Landwirtschaftsflächen, Naturschutzflächen und Energiewendeflächen gefunden. Biodiversitäts-PV ist die extensive Form der Agri-PV, denn Biodiversität entwickelt sich auf den Solarparkflächen nur, wenn Solarparks richtig geplant und Flächen korrekt bewirtschaftet werden, was extensive Landwirtschaft erfordert.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Freiflächenanlagen)

Finanzierungsstrukturen haben sich geändert – Neuanlagen ohne PPA kaum darstellbar

Als Reaktion auf die seit erheblich gestiegenen Kapital- und Materialkosten wird die **Finanzierung von PV-Freiflächenprojekten heute meist deutlich anders strukturiert als bisher**: Das EEG-System von Ausschreibungszuschlag und anzulegendem Wert reicht inzwischen nur noch für die **Absicherung eines Teils der kreditfinanzierten Baukosten** aus, während es in früheren Jahren zur kompletten Darstellung der Ertragssicherheit für Banken genügte. Insbesondere seit die Zinskosten ca. Ende 2021 deutlich angestiegen sind, die Höhe der Zuschläge anschließend aber kaum, ist hier eine **Finanzierungslücke entstanden, die über eine marktliche Risikoabsicherung in Form von PPA** geschlossen wird. Inzwischen müssen solche weiteren Absicherungen genutzt werden, damit Banken Konditionen gewähren, die für die wirtschaftlich nachhaltige Unternehmenstätigkeit tragfähig sind. Zu diesem Zweck eignen sich vor allem langfristige PPA-Verträge (5-10 Jahre) mit bonitätsstarken Abnehmern und von diesen garantierten Festpreisen. **Erst die Vorlage dieser PPA bewegt Finanzierungsbanken zu günstigeren Zinsbedingungen und insbesondere zu geringeren Eigenkapitalanforderungen.** Nur dieses neue Modell hat es ermöglicht, bei stark gestiegenen Komponentenpreise und Zinsen die ausreichende Kapitalausstattung für PV-Projekte bereitzustellen. Dieses Modell erlaubt es überhaupt erst, in Ausschreibungen des EEGs günstige Gebote abzugeben. **PPA sind nicht nur für den förderfreien Zubau wichtig, sie sind auch für die Funktionalität der EEG-Ausschreibung heute längst essenziell.** Der Einsatz von PPA-Verträgen realisiert auch das politische Ziel, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren und schrittweise von staatlich organisierten Fördermechanismen unabhängig zu machen. Diese richtige und wichtige Entwicklung bedeutet aber auch, dass heute das Geschäftsmodell auch für förderfähige PV-Freiflächenanlagen von zusätzlichen Markterlösen abhängig ist, die über PPA marktlich abgesichert werden können müssen.

- **Wichtigste Maßnahme für PPA: Den aufkommenden Markt nicht kaputt machen**
(Stärkung anstatt Schwächung, Blick auf Energiemarktdesign-Debatten, sowohl EU als aus DE)
- **PPA durch Bürgerschaftsprogramme für den Mittelstand zugänglich machen**
(Bürgerschaft wirkt wie eine EEG-Absicherung.)

Biodiversitäts-PV ist extensive Agri-PV und sollte bereits 2024 Teil des Segment 1 werden

Solarparks werden ein fester Bestandteil unserer Kulturlandschaft. Im Rahmen der PV-Strategie sollen jährlich 11 GW an Solarparks hinzukommen, was bei flächensparsamer Umsetzung und mit einer Ausrichtung auf **Biodiversitäts-PV** entsprechen der Branchen-Selbstverpflichtung "Gute Solarparks"⁵ etwa eine Fläche von 11000 Hektar entspräche – pro Jahr. Über ganz Deutschland und in allen Regionen verteilt entstünden Flächen, die über Jahrzehnte Raum sichern für den Erhalt und die Wiederkehr von Biodiversität. Diese Flächen sollten formal nicht dem Naturschutz verschrieben werden, sondern weiterhin im landwirtschaftlichen Kontext zu sehen sein.

Aktuell ist Biodiversitäts-PV als extensive Form der Agri-PV nicht im EEG definiert. Wir schlagen vor, dies in der PV-Strategie zu ändern. Denn es wurden bereits in ähnlicher Weise besondere Solaranlagen (Grünland Agri-PV, Moor-PV) **in das Segment 1 des EEG 2023 integriert**. Die ist im Jahr 2022 innerhalb eines Jahres erfolgt ist. **Im Solarpaket 1 könnte Biodiversitäts-PV als extensive Agri-PV in die Begriffsliste des EEGs aufgenommen werden.** Damit würde genau wie bei der Moor-PV im Jahr 2022 die fachliche und praktische Diskussion zum Thema angefacht werden, für die es bereit Vorarbeit und einige Studien gibt. In der EEG-Novelle des Jahres 2023 (Solarpaket 1) könnte **mit einem überarbeiteten §85c EEG** vorgesehen werden, **für Herbst 2023 ein Festlegungsverfahren durch die BNetzA** durchzuführen, das die **Zuschlagsfähigkeit von Biodiversitäts-PV im Segment 1 bis Jahresende klärt**. Damit würde **Biodiversitäts-PV für die Ausschreibungen im Jahr 2024** definiert werden. Diese Vorgehensweise bietet eine Chance, schnell über eine Skalierung der Biodiversitäts-PV zu sprechen, was der Sache nach durchaus von Naturschutzverbänden⁶ unterstützt wird. Biodiversitäts-PV hat volumenmäßig eine erheblich höhere Relevanz als klassische Agri-PV und ist günstiger, weil sie technisch weniger komplex ist. Erste Zuschläge für Biodiversitäts-PV könnte es bereits 2024 geben. **Ziele und Volumen müssen im EEG nicht angepasst werden und beihilferechtliche Fragen dürften sich ebenfalls nicht ergeben, da kein eigenes Segment im EEG geschaffen wird.** Die Anlagen stehen in der **Ausschreibung im Segment 1** im Wettbewerb um den anzulegenden Wert, zusammen mit anderen Anlagen.

Damit Biodiversitäts-PV-Anlagen angereizt werden können zwei Ansätze verfolgt werden:

1. Für Anlagen "in der EEG-Flächenkulisse", die mit einem **B-Plan mit der Kommune** und einem **standortspezifischen Biodiversitätskonzept**, das gegenüber dem naturschutzfachlich gebotenen Ausgleich eine wohldefinierte weitere Aufwertungsleistung z.B. in Form von z.B. der Benennung bestimmten Zielarten/Kennarten beschreibt, einen Aufschlag auf den anzulegenden Wert für den Mehraufwand erhalten (vgl. der Agri-PV auf Grünland). Zuschlagsfähig sein sollen auch Flächen in benachteiligten Gebieten, die noch intensiv bewirtschaftet werden (vgl. Zwischenergebnis eines aktuell laufenden BfN-Projekts).

⁵ Gute Planung | Best Practice für Solarparks | <https://gute-solarparks.de>

⁶ 2022 | DNR | Solaranlagen: Chance für Naturschutz, Erfordernis für Klimaschutz | https://backend.dnr.de/sites/default/files/Positionen/2021-11-04_Solarenergie_Forderungspapier.pdf | "Solar-Freiflächenanlagen können u.a. zur Extensivierung der Landwirtschaft beitragen und somit die Biodiversität in der Agrarlandschaft erhöhen. Auf Flächen, die vorher intensiv als Ackerland genutzt wurden, ist durch den Bau von Freiflächenanlagen bei ausreichender Besonnung zwischen den Reihen meist von einer Verbesserung für Natur und Umwelt auszugehen, u.a. durch verbindlich zu regelnden Wegfall von Pestizid- und Düngemiteleininsatz und der Beruhigung der eingezäunten Flächen."

2. Außerhalb der klassischen Flächenkulisse könnten Biodiversitäts-PV-Anlagen über PPA errichtet werden. Der Vorteil für solche Anlagen erschließt sich aus den (potenziellen und noch im Detail mit dem Landwirtschaftsressort zu diskutierenden) **Synergien aus den Konditionalitäten im Landwirtschaftsrecht**, die man in solchen Solarparks zulassen könnte. Dies hätte für Landwirte den Vorteil, dass sie auf wirtschaftlich attraktive Art und Weise (Solarpark) und mit einfachem und eingespielten landwirtschaftlichen Kontrollsystem (GAP) ihren nachweisbaren Beitrag zum Erhalt der Artenvielfalt leisten können (Biodiversitäts-PV) - und dabei ihre Flächen weiterhin Landwirtschaft bleiben (extensive Agri-PV).

Synergieeffekte ergeben sich in stimmigen Konzepten: Damit Flächen in Solarparks wirklich biodivers werden, müssen sie ein **standortangepasstes Konzept mit Zielen für die Biodiversität, die über den regulären naturschutzfachlichen Ausgleich hinausgehen** haben. Biodiversität entwickelt sich, wenn Flächen **extensiv bewirtschaftet** werden, z.B. durch Beweidung, Mahd und regelmäßiger Flächenpflege, die **auf die Entwicklung biodiverser Flächen ausgelegt ist**. Die für Solarparks genutzten landwirtschaftlichen Flächen **bieten dem Flächeneigentümer erträgliche Einkünfte** und ermöglichen es, dem aktiven Landwirt und Flächenbewirtschafter des Solarparks (Pächter) einen **sichtbaren und prüfbaren Beitrag zum Erhalt der Artenvielfalt** leisten zu können und gleichzeitig eine Einkommensalternative zu erhalten und die Fläche nicht komplett zu verlieren. Der sichtbare und prüfbare Beitrag zum Erhalt der Artenvielfalt ist eine Aufgabe, die dem Landwirtschaftssektor im Rahmen der Agrarpolitik aufgegeben ist.

Nachweis, dass tatsächlich Biodiversität entsteht sollte anhand einer **„Mehrwertüberprüfung“** erfolgen. Diese kontrolliert, ob die **Ziele aus dem standortspezifischen Biodiversitätskonzept erreicht** werden (z.B. Nachweis von vier **Zielarten / Kennarten**). Solche Biodiversitätsprogramme inkl. der Kontrolle gibt es bereits im landwirtschaftlichen Sektor (z.B. Eco Schemes, Vertragsnaturschutz usw.). Bei der „Mehrwertüberprüfung“ für Biodiversitäts-PV könnte sich an die bestehenden Systeme angelehnt werden. Mindestens 85% der Fläche muss weiterhin bewirtschaftbar sein (GAP). Dazu gehört eine möglichst vollflächige Bewirtschaftung.

Für die Energiewende wird dieses Jahrzehnt entscheidend sein, denn den Hauptteil des Leistungszubaus werden Solarparks darstellen. Der Ansatz der **Biodiversitäts-PV erhöht durch Synergieeffekte mit der Landwirtschaft und dem Naturschutz die Wahrscheinlichkeit erheblich, beim Solarparks-Ausbau vieles richtig zu machen**. Solche Solarparks sind ein wertvoller Ansatz für alle beteiligten Akteure sind – inklusive der Kommunen, die durch gute B-Plan-Verfahren und städtebauliche Verträge mit den Projektierern die naturverträgliche Planung von Solarparks einfordern können. Das führt wiederum dazu, dass Anlagen eine hohe Akzeptanz genießen werden. Wir empfehlen ein **Fachgespräch zur Ausgestaltung der Biodiversitäts-PV als extensiver Form der Agri-PV**.

Bekanntnis zur Bauleitplanung bei Solarparks / kommunale Planung (anstatt weiterer Privilegierung)

Wir empfehlen generell, Solarparks auf kommunaler Ebene in geordneten B-Plan-Verfahren zu genehmigen. Es sollte keine weitere Schwächung der Einflussmöglichkeiten von Gemeinden durch eine Außenbereichsprivilegierung geben. **Für einen kurzen Zubau-Boost durch die Privilegierung nach §35 BauGB, der höchstens ein paar Jahre anhalten kann, wird die Akzeptanz für den gesamten Solarpark-Ausbau gefährdet**. Das Beste wäre, die Außenbereichsprivilegierung zurückzunehmen. Die zweitbeste Lösung ist, diese sehr eng zu begrenzen. Die ausgeweitete Privilegierung nach § 35BauGB führt bereits jetzt zu den

erwarteten und unerwünschten Ausbauperzögerungen, z.B. zum Planungsstopp in regulären B-Plan-Verfahren. Reale Projekte gehen bereits jetzt verloren und erste Kommunen erlassen Planungsmoratorien.⁷

PV-Freiflächenanlagen in Landschaftsschutzgebieten (LSG) grundsätzlich zulassen (und nicht ausschließen)

Die erfolgte Änderung im BNatSchG (§ 26 BNatSchG), wonach Windenergieanlagen vollumfänglich auch in Landschaftsschutzgebieten (LSG) ausgewiesen werden können, begrüßen wir ausdrücklich. Die **Problematik, dass die Errichtung von Anlagen in LSG auf Länderebene ausgeschlossen wird, ist im gleichen Umfang bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorhanden.** Analog zur erfolgten Regelung in Absatz 3 für Wind-an-Land schlagen wir folgenden Absatz 4 (neu) für Photovoltaik vor:

§ 26 BNatSchG, Absatz 4 (neu)

„In einem Gebiet, das in einem Bebauungsplan oder einem Flächennutzungsplan für die Solar-energienutzung ausgewiesen ist oder künftig ausgewiesen werden soll, sind die Errichtung und der Betrieb von Freiflächenanlagen im Sinne des § 3 Nr. 22 Erneuerbare-Energien-Gesetz ab einer installierten Leistung von 10 Megawatt sowie der zugehörigen Nebenanlagen in einem Landschaftsschutzgebiet nicht verboten. Satz 1 gilt auch, wenn die Erklärung zur Unterschutzstellung entgegenstehende Bestimmungen enthält. Für die Durchführung eines im Übrigen zulässigen Vorhabens bedarf es keiner weiteren Ausnahme oder Befreiung. Sätze 1 bis 3 gelten nicht, wenn der Standort in einem Natura 2000-Gebiet oder einer Stätte, die nach Artikel 11 des Übereinkommens vom 16. November 1972 zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt (BGBl. 1977 II S. 213, 215) in die Liste des Erbes der Welt aufgenommen wurde, liegt.“

Begründung: Der neu eingeführte § 26 Absatz 4 soll zu einer größeren Flächenverfügbarkeit für den Ausbau von Freiflächenanlagen führen. Durch die Einführung einer Wesentlichkeitsschwelle (10 MW) soll verhindert werden, dass Landschaftsschutzgebiete über Gebühr beansprucht werden. Es sollen nur solche Freiflächenanlagen privilegiert werden, die einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele zur Steigerung der installierten Leistung von Solaranlagen beitragen. Die Privilegierung gilt auch bei entgegenstehenden Bestimmungen der Erklärung zur Unterschutzstellung nach § 22. Eine zusätzliche Ausnahme nach der Landschaftsschutzgebietsverordnung oder eine Befreiung nach § 67 ist nicht erforderlich. Für Freiflächenanlagen, die unterhalb der Schwelle von 10 MW liegen, bleibt es bei der Regelung, dass hierfür eine Ausnahme oder eine Befreiung erteilt werden kann. Die vorgenannten Regelungen gelten jedoch nicht für Standorte, die in Natura 2000-Gebieten oder Stätten zum Schutz des Weltkultur- oder Naturerbes liegen.

⁷ Die bne-Geschäftsstelle liefert auf Nachfrage konkrete anonymisierte Beispiele zu Solarpark-Planungsstopps in kommunalen B-Planverfahren, die sich bereits jetzt aufgrund der Wechselwirkung mit der seit Anfang 2023 geltenden Baurechts-Privilegierung ergeben.

Vereinfachungen beim "Monitoring Artenschutz" durch "Mehrwertprüfung" während Betriebsphase

Fachkräfte sind ein knappes Gut, was auch Biologen für die Arterfassung in Solarparks betrifft. Diese Arterfassung ist im Planungsprozess und damit **für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen ein wichtiger Meilenstein in vielen Projekten**, insbesondere bei Solarparks, die auf Biodiversitätserhalt und Aufbau konkret ausgelegt werden. Diese **wertvolle Ressource an biologischem Fachpersonal sollte nicht für einfache Erfolgskontrollen gebunden werden** (exakte Arterfassungen sind zeitaufwändig und teuer). Ob ein als Biodiversitäts-PV ausgelegter Solarpark sich wirklich hin zur Biodiversität entwickelt, lässt sich auch durch eine **"Mehrwertprüfung"** hinreichend genau feststellen, wenn diese in einem Anlagenkonzept genau festgelegt ist, z.B. hinsichtlich von Pflegemaßnahmen und Zielarten. Exaktes Monitoring sollte zielgerichtet erfolgen, z.B. wenn Erkenntnisse in wissenschaftliche Arbeiten einfließen. Dieser **Ansatz des „zielgerichtetes Monitoring“** bedeutet, dass **nur das im Monitoring ist, was Erkenntnisgewinn bringt**. Für die einfache Erfolgskontrolle in vielen Solarparks sollte hingegen eine "Mehrwertprüfung" durch geschultes Personal ausreichen, dass z.B. Zielarten sicher nachweisen kann. Diese Mehrwertprüfung ist **viel effizienter und kann im Rahmen von Wartungs- und Pflegemaßnahmen ausgeführt werden**. Statt in jedem Projekt erhebliche finanzielle Ressourcen in Zertifizierungssysteme zum Nachweis der Biodiversität zu lenken und den Einsatz von spezialisiertem Fachpersonal zu verursachen, sollte diese Ressourcen besser in der Fläche in Biodiversitätsmaßnahmen fließen können, sowie in die Planung von weiteren Projekten.

Dauerhafte Anhebung der maximalen Gebotsgröße auf 100 MW

Bei PV-Freiflächenanlagen ist die maximal zulässige Größe für Zuschläge auf regulär 20 Megawatt festgelegt. In den Ausschreibungsrunden im Jahr 2023 ist diese Gebotsgröße auf 100 MW verändert worden (§100 Abs (13) EEG2023). Diese Regelung gilt allerdings nur im Jahr 2023 und nur im Segment 1 (d.h. nicht in der Innovationsausschreibung oder in den Wasserstoffausschreibungen). 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**. 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. 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, ect.).

Floating-PV (Schwimmende PV-Anlagen)

Die konkreten **Vorgaben zur maximalen Belegung sowie zum Uferabstand aus der WHG-Novelle sollten gestrichen werden** und eine **Einzelfallprüfung auf Genehmigungsebene** erfolgen. Zumindest für vollständig naturferne Gewässer sollten keinerlei Vorgaben diesbezüglich gemacht werden.

Moor-PV durch Verbesserungen im EEG für Investitionen attraktiver machen

Moor-PV ist vorrangig Klimaschutzmaßnahme. Erlöse aus der Photovoltaik sorgen für die Bereitschaft von Flächeneigentümern entwässerter Moorböden, diese wiederzuvernässen – so die Idee. Diese Logik ist aber nur gegeben, wenn tatsächlich investiert wird. Daher sind **einfache und klare Regeln für Moor-PV nötig**. In einem Gutachten ([LINK](#)) werden die wesentlichen Anpassungsempfehlungen im EEG für Moor-PV diskutiert. Diese betreffen z.B. die **Vorgabe „dauerhaften Wiedervernässung“ und deren Nachweis**. Problem ist nicht die Wiedervernässung an sich – die ist bei Moor-PV nötig – sondern Rechts- und Planungsunsicherheiten, z.B. auch im Bereich der rechtssicheren **Bestimmung der Eigenschaft „Moorböden“**. Die Einführung von CfD würde der Moor-PV erheblich schaden. Einachsige nachgeführte Tracker-PV-Anlagen, die für Moor-PV vermutlich gut geeignet sind, haben in einem CfD-Ausschreibungsregime keinen Vorteil.

Probleme des ROG-Änderung und Umsetzung der EU-Notfall-VO (bzgl UVP-Pflicht)

Mit der ROG-Änderung und Umsetzung der EU-Notfall-VO ergibt sich eine Verschärfung für PV-FFA in das UVPG (§ 14b). **Man wollte womöglich eine Erleichterung erreichen über den Wegfall einer UVP in ausgewiesenen Gebieten und hat stattdessen die Notwendigkeit zur Erstellung einer UVP überhaupt erst eingeführt.** Demnach soll eine UVP-Pflicht nach Nr. 18.7 des Anhang 1 UVPG geprüft werden, was bedeuten würde, dass man ab 2 ha Fläche eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchführen muss und ab 10 ha eine „Voll“-UVP. Bisher war dies nicht erforderlich. Grund ist sicherlich auch, dass eine PV-FFA prinzipiell keine erheblichen Auswirkungen auf die Schutzgüter nach § 2 Abs. 1 UVPG hat. Ausnahme ist hierbei das Schutzgut Nr. 2, welches jedoch im Umweltbericht über die Eingriffsregelung Beachtung findet, aber auch hier sind es keine erheblichen Auswirkungen im Sinne des UVPG, sondern „lediglich“ erhebliche Beeinträchtigungen im Sinne von § 13 BNatSchG, welche zu vermeiden und ansonsten auszugleichen oder zu ersetzen sind. **Eine UVP würde für Vorhaben über 10 ha eine unnötige aber den Ausbau entschleunigende Wirkung entfalten. Daher sollte § 14b UVPG mit beiden Absätzen ersatzlos gestrichen werden oder ersetzt werden durch eine Konkretisierung, dass es sich bei PV-FFA nicht um den „Bau eines Städtebauprojektes für sonstige bauliche Anlagen“ im Sinne von Anlage 1 Nr. 18.7 UVPG handelt.** Unserer rechtlichen Auffassung nach handelt es sich bei einer PV-FFA generell nicht um ein Städtebauprojekt (siehe auch BVerwG, Beschluss vom 18.05.1994 - 4 NB 15/94), daher ist § 14b UVPG irreführend/rechtsfehlerhaft.

Frist für Zielabweichungsverfahren (ZAV) im Raumordnungsgesetz (ROG) prüfen und die Raumbedeutung von Solarparks praxistauglicher regeln

Das Zielabweichungsverfahren (ZAV) ist ein im Raumordnungsgesetz (ROG) geregeltes Verfahren, mit dem es ermöglicht wird, bei raumbedeutsamen Vorhaben (z.B. großen Solarparks) von einem grundsätzlich bindenden Ziel der Raumordnung abzuweichen. Zielabweichungsverfahren sind nicht in jedem PV-Freiflächenprojekt nötig, aber falls ZAV durchgeführt werden, kosten solche Verfahren oft sehr viel Zeit. Aktuell stecken alleine im Mecklenburg-Vorpommern in ZAV auf Landesebene mindestens 5 GW aufgrund von ZAV in Verwaltungsprozessen fest (siehe [LINK](#)). 5 GW, die 2022/2023 hätten baureif werden

können. Grund ist einerseits eine **hohe Komplexität von ZAV, bei teilweise unklaren Entscheidungsvorgaben** und andererseits, dass **keine Frist für die Bearbeitung von ZAV im Raumordnungsgesetz** geregelt ist. Wir empfehlen generell Solarparks auf kommunaler Ebene in geordneten B-Plan-Verfahren zu genehmigen, da auch große Solarparks kein eine Fernwirkung erzeugen und in einer Kommune akzeptiert sein müssen. **Wir empfehlen die Prüfung der Aufnahme einer Bearbeitungsfrist für ZAV**, sowie generell klarere Vorgaben, wann Solarparks raumbedeutsam sind. In bestimmten Planungsregionen gelten Solarparks bereits ab einem Hektar als raumbedeutsam (Übersicht zur Raumbedeutsamkeit, siehe [LINK](#)). **Ein Hektar ist eine sehr kleine Fläche** und entspricht etwa der Größe des Pariser Platzes vor dem Brandenburger Tor in Berlin. **Für so kleine Flächen von Raumbedeutsamkeit zu sprechen, ist überzogen.**

Zu 3.2 - Photovoltaik auf dem Dach

Der bne begrüßt das Ziel des BMWK, perspektivisch einen jährlichen Zubau von **11 GW Photovoltaik-Dachanlagen** zu erreichen. Aus Sicht des bne sollte das ein Zwischenziel sein und künftig höhere Ausbauwerte angestrebt werden. Eine Umstellung der Zielsetzung auf AC-Werte wäre diesbezüglich ein wichtiger Schritt. Der Ausbau von PV-Dachanlagen ist dabei auch von strategischem Interesse für eine schnelle und direkte Dekarbonisierung des Gebäude- und Verkehrssektors. Dafür bedarf es jedoch Rahmenbedingungen, die Investitionen in Dachanlagen absichern und attraktiv macht sowie Hemmnisse konsequent abbaut. Es braucht einen **einfachen und verlässlichen Rahmen für Projektierer und Anlagenbetreiber**, um flexibel und auf die individuelle Situation der jeweiligen Gebäude und ihrer Umgebung zugeschnittene Versorgungskonzepte mit Solarstrom entwickeln zu können. Der Ausbau des Stromnetzes ist eine notwendige Voraussetzung für die Energiewende. Um die gesetzlichen Ziele von 215 GW erneuerbarer Energien bis 2030 und 400 GW bis 2040 zu erreichen, müssen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber entsprechende Kapazitäten bereitstellen. Dies erfordert eine technische Anpassung der bestehenden Netze sowie den Bau neuer Leitungen und Speicher.

Aus Sicht des bne geht der Entwurf der PV-Strategie in die richtige Richtung. Allerdings bedarf es bei der konkreten **Umsetzung der vorgesehenen Maßnahmen** noch Korrekturbedarf. Der bne bietet seine aktive Unterstützung bei den in der PV-Strategie gekennzeichneten Prüfaufträgen an. Zudem sollten **ergänzende Maßnahmen** in der Strategie verankert werden, um den Ausbau von PV-Dachanlagen weiter zu stärken.

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (PV-Dachanlagen)

Grenze der Direktvermarktungspflicht anders gestalten (mehr als 100 kW & Flexibilisierung)

Die Neujustierung der **Direktvermarktungsgrenzen** begrüßen wir. Bei der Umsetzung sollte Wert auf **eine einfache Ausgestaltung** gelegt werden und das Potenzial der Digitalisierung voll ausgeschöpft werden. Dazu gehört insbesondere, klare und **einheitliche Lieferkonstellationen** zu definieren, die den unterschiedlichen Bedürfnissen und Anforderungen der Anlagenbetreiber und Stromkunden gerecht werden. Außerdem sollte ein **flexibles Opt-In Modell** eingeführt werden, das den Anlagenbetreibern die Möglichkeit gibt, sich freiwillig für die Direktvermarktung zu entscheiden oder alternativ

andere Vermarktungswege zu nutzen. Die Abwicklung und Abrechnung der Direktvermarktung sollte so einfach wie möglich gestaltet werden, aber den Einsatz **digitaler Messsysteme** voraussetzen. Die Direktvermarktung dezentraler PV-Anlagen sollte mit weiteren Maßnahmen gestärkt werden (siehe Abschnitt weiter unten). **Der Eintritt in die Direktvermarktung muss unmittelbar bei Inbetriebnahme einer PV-Anlage möglich sein.**

Aktives Repowering bei Dachanlagen

Wir unterstützen den Vorschlag, Repowering bei Dachanlagen zu erlauben. 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 daher, wie das Repowering von Solarparks einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten können. Darüber hinaus ergeben sich konkrete **Potenziale für die Zweitnutzung** der gebrauchten Module, die von der Branche in Rahmen des schon möglichen Solarpark-Repowerings 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, Schulen leisten. Hinzu kommt noch das Upcycling ausgetauschter und nicht mehr funktionsfähiger Module als Rohstoffquelle für neue Module mit deutlich höheren Wirkungsgraden. Die Repowering-Regel bei Dach-PV sollte ähnlich einfach sein wie beim Repowering von Solarparks. Beim Repowering von PV-Anlagen muss die Einhaltung des Beihilferechts gewährleistet sein. Daher darf wie bei Solarparks geregelt lediglich die ursprüngliche Leistung vergütungsfähig bleiben. Die darüberhinausgehende Leistung sollte daher entweder in den Eigenverbrauch, in die Direktvermarktung oder Energy-Sharing einfließen. Die Vergütung der ausgetauschten Module in neuen Anlagen sollte ausgeschlossen werden, es sei denn die Module dienen zum Austausch defekter Module in bestehenden PV-Anlagen. Ein Ansatz, **Repowering für Dachanlagen im EEG 2023 umzusetzen ist es, den § 48 Abs. 4 entsprechend zu vereinfachen:**

(4) Für Solaranlagen nach Absatz 1 **und 2** ist § 38b Absatz 2 Satz 1 und 3 entsprechend anzuwenden. ~~Solaranlagen nach Absatz 2, die aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls Solaranlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der von 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.~~ Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 entfällt in den Fällen **des Satz 1 der Sätze 1 und 2** für die ersetzten Anlagen endgültig.

Anlagenzusammenfassung lockern ist positiv

Der bne **begrüßt weitere Vereinfachungen bei der Anlagenzusammenfassung von PV-Dachanlagen**. Die Verklammerung sollte aber zum Schutz vor Missbrauch nicht vollständig abgeschafft werden und **nur noch bei Volleinspeise-Dachanlagen hinter demselben Netzverknüpfungspunkt** wirken. Dies löst heute bestehende negative Wechselwirkungen der veralteten Anlagenzusammenfassung

zwischen Anlagen unterschiedlichen Anlagenbetreiber in der näheren Umgebung auf. Diese aktuell im EEG vorgesehene **fiktive Anlagenzusammenfassung unabhängig von der Eigentümerstellung erschwert insbesondere den Zubau im städtischen Raum**, sowie bei Direktvermarktungspflichten.

Bürokratieabbau beim Parallelbetrieb von zwei Anlagen auf einem Dach

Die **Entbürokratisierung des Parallelbetriebs einer Voll- und einer Teileinspeisungs-Anlage** ist zu begrüßen. Die Regelung für den Parallelbetrieb bei Dachanlagen ist geändert worden mit dem Ziel, dass auf jedem Dach (bei dem dies Sinn ergibt) **zeitgleich** auch immer eine PV-Eigenverbrauchsanlage (bzw. Teileinspeisungsanlage) beliebiger Größe **errichtet und in Betrieb genommen werden** kann, wenn eine PV-Volleinspeisungsanlage errichtet wird. Dies zielt auf große Dächer ab (Gewerbe, Landwirtschaften, Hallen, ect.). Die weiterentwickelte Regelung sollte aus Sicht des bne nach oben **unabhängig von Größengrenzen sein (d.h. insbesondere auch bei Ausschreibungen des zweiten Segments gelten)** um z.B. auf einer großen Lagerhalle mit einem Zuschlag von 3 MW (Ausschreibung) zeitgleich eine z.B. 30 kW Anlage für den Eigenverbrauch zu errichten. Für die Inanspruchnahme dieser Regelung ist nach dem derzeitigen Stand die Verwendung von zwei separaten Wechselrichtern erforderlich, was bei Großprojekten kein Problem ist. Zwei Anlagen auf einem Dach zeitgleich zu errichten ist für viele größere Projekte mit mehreren Wechselrichtern eine Chance, das Dach voll zu belegen und trotzdem Eigenverbrauchsmengen entsprechen der Kundewünsche zu bedienen. Die Regelung führt jedoch bei kleinen Anlagen zu einer erheblichen Kostenbelastung, die die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt. Es wird daher angeregt, für Anlagen bis zu einem **Schwellenwert von z.B. 30 kW eine spezielle Regelung zu schaffen, welche die Aufteilung in den Voll- und Teileinspeisungsteil auch ohne den Einbau von separaten Wechselrichtern zulässt.**

Gebäude im Außenbereich für Dachvergütung zulassen (mit Errichtung bis 01.01.2023)

Der bne begrüßt die Absicht, wieder mehr Gebäude im Außenbereich für die Dachvergütung zuzulassen. Bei der Umsetzung dieser Maßnahme sollte jedoch darauf geachtet werden, dass ein **eindeutiger Stichtag für die sogenannten „Solarstadt“** 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 Stichtag sollte nicht der Tag der Bau- oder Errichtungsfertigstellung des Gebäudes sein. Der **Stichtag sollte der Tag der Baugenehmigung oder des Bauantrags** sein. Damit kann Rechtssicherheit für die Betreiber und Investoren geschaffen und eine willkürliche Auslegung vermieden werden.

Weiterentwicklung der Regelungen zur Vermeidung einer Pönalisierung (EV und DV-Pflicht, §52)

In Verbindung mit flexibleren Vorgaben zu Direktvermarktungsgrenzen ist es **folgerichtig, Anlagen nicht zu pönalisieren**, die wegen hoher Eigenverbräuche die Pflicht zur Direktvermarktung ihrer Stromüberschüsse nicht erfüllen können.

Technische Anforderungen der Direktvermarktung für Kleinanlagen vereinfachen

Die **Verbesserung der Rahmenbedingungen für die kleinen Direktvermarktung von PV-Dachanlagen ist von großer strategischer Bedeutung**. Eine Umsetzung der Maßnahme sollte daher möglichst kurzfristig erfolgen, bevorzugt im Solarpaket 1. Die Vorgaben zur Direktvermarktung von dezentralen Energie-wende-Technologien sollten sich dabei auf die **Messung und Bilanzierung der erzeugten Strommengen** beschränken. Für alle Anlagen, die durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) angebunden sind oder bei denen dies früher oder später der Fall ist, sollte der **Zugang zur optionalen Direktvermarktung** erleichtert werden (zwischen 7 kW bis 100 kW). Dies betrifft insbesondere die Fernsteuerbarkeit. So sollte eine **„Sichtbarkeit der Anlagen“** regelmäßig ausreichen. Ob zur Messung und Messwertübertragung auch **zusätzlich Steuerungsfunktionen** umgesetzt werden (z.B. indem die Batterielade/Entladeleistung gesteuert wird oder Anlagen marktlich geregelt werden), **obliegt dauerhaft dem Direktvermarkter** (bzw. ist im Direktvermarktungsvertrag geregelt). Die Steuerungsfunktionen müssen, sofern sie von Direktvermarktern überhaupt gewünscht werden, über ein iMSys erfolgen. Eine RLM-Messung ist nicht nötig (bei Anlagen bis 100 kW). Anlagen < 7 kW erhalten das Recht sich optional, also wahlweise, mit einem iMSys zur gesetzlichen Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes ausstatten zu lassen. Die heutige Fernsteuerbarkeitspflicht führt zudem dazu, dass für jede einzelne Anlage gegenüber dem Netzbetreiber ein Fernsteuerbarkeitsnachweis erbracht werden muss, was die rund 900 VNB ganz unterschiedlich handhaben und enormen administrativen Aufwand für Anlagenbetreiber verursacht. **Unsere Empfehlung: Die Anforderung der Fernsteuerbarkeit für Anlagen in der Direktvermarktung gem. § 10b Absatz 1 Nr. 1 b) EEG (Fernsteuerbarkeitspflicht) sollte nicht für kleine Anlagen unter 30 kW installierter Leistung gelten, da in diesem Anlagensegment in der Praxis ohnehin nicht gesteuert werden würden.**

Verbesserte Dachausnutzung durch 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.

Garten-PV (Verordnungsermächtigung streichen)

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für **Garten-PV-Anlagen sind zu kleinteilig und überdies überflüssig**. Die Menschen wissen selbst am besten, welche Fläche auf ihrem Grundstück am besten für eine PV-Anlage geeignet ist, wie die Verschattungen aussehen, wie das Dach beschaffen ist und wann ggfs. eine Dachsanierung anfällt. Die Verordnungsermächtigung zur Regelung unzähliger Details kann gestrichen werden. Dies ist ein wirksamer Beitrag zum Bürokratieabbau.

Wechselwirkung von Denkmalschutzbelangen und Photovoltaik

Die Modernisierung denkmalgeschützter Gebäude mit Photovoltaik ist Klimaschutz im besten Sinne. Leider führen Denkmalschutzvorgaben deutschlandweit zu erheblichen Verzögerungen von entsprechenden Bauvorhaben von PV-Aufdachanlagen oder verhindern Installationen komplett. Genehmigungen und Erlaubnisse bzw. Abweichungen sind eigenständige Verwaltungsakte und werden von unterschiedlichen Stellen teils unabhängig voneinander in unterschiedlicher Geschwindigkeit bearbeitet. Der bne regt daher an, **bundesweit einheitlich** zu regeln, dass Hausbesitzer auch bei Denkmälern mit Blick auf die Reversibilität von Erzeugungsanlagen grundsätzlich einen Anspruch auf die Installation von PV-Anlagen erhalten. Wie verweisen hier auf ein **Rechtsgutachten zum Thema, dass konkrete Regelungsvorschlag für das Landesdenkmalschutzrecht sowie im Städtebaurecht enthält** ([LINK](#)). Auch in den Regelungen zum Denkmalschutz sollte das übergeordnete öffentliche Interesse am Ausbau Erneuerbarer Energien zur Geltung kommen.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (PV-Dachanlagen)

Dezentrale Direktvermarktung vereinfachen (Zugang, technischen Ausstattung, Steuerbarkeit)

Rund 70 % der installierten PV-Kapazität wurde bislang auf Dächern errichtet. Dieser Anteil verdeutlicht das Potenzial von PV-Dachanlagen, das allerdings vielerorts immer noch ungenutzt ist. Die Erschließung dieses Potenzials kann nur gelingen, wenn **Geschäftsmodelle für die Vermarktung von PV-Strom auch für Kleinanlagen privatwirtschaftlich abbildbar** sind. Das Instrument der Direktvermarktung ist aus Sicht des bne geeignet, um den Übergang in einen marktbasierten Ausbau auch im Kleinanlagensegment perspektivisch zu schaffen. Neben einer flexibleren Ausgestaltung der DV-Grenzen empfiehlt der bne daher weitere flankierende Maßnahmen, um die dezentrale Direktvermarktung zu stärken. Da dieses Thema von großer Bedeutung ist, regen wir dringend an, dieses Thema bereits zum aktuellen Zeitpunkt als konkrete Maßnahme zu formulieren und bereits im **Solarpaket 1** für eine Umsetzung vorzusehen:

- **Einfache Regeln für Herkunftsnachweise (HKN):** 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. Die Pflicht zur Begutachtung durch einen externen Gutachter sollte für Anlagen kleiner 100 kW im Rahmen einer **De-Minimis-Regelung** entfallen. Optional sollte die Ausstellung von **Sammel-HKN** über einen sortenreinen Solarstrombilanzkreis („Pooling“) durch Dritte ermöglicht werden. Die administrativen Prozesse rund um die Ausstellung von HKN sollten flankierend umfassend digitalisiert werden und digitale Schnittstellen eingerichtet werden.
- **Optionale Vermarktung von nicht-steuerbaren PV-Anlagen ermöglichen:** Die Vorgaben zur Direktvermarktung von dezentralen Energiewende-Technologien sollten sich auf die Messung und Bilanzierung der erzeugten Strommengen beschränken. Für alle Anlagen, die durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) angebunden sind oder bei denen dies früher oder später der Fall ist, sollte der Zugang zur optionalen Direktvermarktung erleichtert werden

(zwischen 7 kW bis 100 kW). Dies betrifft insbesondere die Fernsteuerbarkeit. So sollte eine „Sichtbarkeit der Anlagen“ regelmäßig ausreichen. Ob zur Messung und Messwertübertragung auch zusätzlich Steuerungsfunktionen umgesetzt werden (z.B. indem die Batterie-lade/Entladeleistung gesteuert wird oder Anlagen marktlich geregelt werden), obliegt dauerhaft dem Direktvermarkter (bzw. ist im Direktvermarktungsvertrag geregelt). Die Steuerungsfunktionen müssen, sofern sie von Direktvermarktern überhaupt gewünscht werden, über ein iMSys erfolgen. Eine RLM-Messung ist nicht nötig (bei Anlagen bis 100 kW). Anlagen < 7 kW erhalten das Recht sich optional mit einem iMSys zur gesetzlichen Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes ausstatten zu lassen.

- **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 DV 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.
- **Anrechnung der THG-Quote:** Beim Laden an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt wird pauschal angenommen, dass im Jahr 1.943 kWh Strom in ein vorhandenes Elektromobil geflossen ist. Diese pauschale Vereinfachung macht die Teilnahme am THG-Quoten-Handel für jedermann zunächst praxisnah möglich. Es fehlt jedoch die Möglichkeit bei höheren Bezügen – insbesondere solchen aus der eigenen PV- Anlage – auch eine kilowattstundenscharfe Abrechnung vorzunehmen. **Auch direktbezogener Grünstrom** (z.B. aus einer PV-Dachanlage) sollte beim nicht-öffentlichen Laden angerechnet werden können. Anlagenbetreiber sollten die Möglichkeit der kWh-scharfen Anrechnung von nicht-öffentlichen Ladevorgängen auf die THG-Quote erhalten. Als Voraussetzung sollte der Verzicht auf einen Zahlungsanspruch nach §19 EEG gelten. Überschüsse könnten im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden. Anlagenbetreibern sollte dabei ein Wahlrecht eingeräumt werden, um sich entweder über einen Pauschalwert (aktuell 1.943 kWh) THG-Reduktionen anrechnen zu lassen oder den tatsächlich gemessenen Verbrauch des Elektromobils beim nicht-öffentlichen Laden geltend machen zu können.

Solar-Standard schafft Verlässlichkeit

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 bürokratiearm 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.

Bundesweit einheitliches Eichrecht

Anlagenbetreiber werden bereits seit Jahren Unsicherheit durch **eichrechtliche Unklarheiten** verunsichert. 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 über keine ausreichende Kompetenz. Eichrechtliche Streiffragen – 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.

Digitale Erfassung von Unterzählpunkten ermöglichen

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben müssen Anlagenbetreiber oftmals auch hinter dem Netzverknüpfungspunkt weitere Arbeitsmengen geeicht messen. Dies wird auch mit Wegfall der EEG-Umlage weiterhin der

Fall sein. Dabei könnten Zähler auch in Geräte wie Wallboxen, Ladepunkte oder Speicher sicher integriert werden. Softwareseitig beherrschen viele VNB das Anlegen solcher Unterzählpunkte nicht. Es fehlt an einem Marktkommunikations-Use Case für das Anlegen neuer Messlokationen im Haushalt. Die Abstimmung erfolgt regelmäßig umständlich per E-Mail oder am Telefon. Der bne empfiehlt, dass **Unterzähler** deshalb künftig an oder in solchen Energiewendetechnologien wie Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe, etc. **ausschließlich digital ausgelesen werden können und keines separaten Displays bedürfen**. Netzbetreiber müssen in ihren IT-Systemen die Voraussetzungen für die Abrechnung von Unterzählern schaffen und nach einem standardisierten Prozess die neuen Messlokationen übermitteln. Bis zur Ausstattung mit einer modernen Messeinrichtung dürfen auch die Werte aus einem ungeeichten Zähler in der Anlage/Wallbox/etc. genutzt werden.

Abtretung von EEG-Vergütungen an einen Aggregator oder Finanzierer

Die Abtretung von EEG-Vergütungen an einen Aggregator oder Finanzierer sollte zur **massengeschäftstauglichen Durchführung** in die elektronische **Marktkommunikation** aufgenommen werden. Geschäftsmodelle, bei denen der Kunde eine Abtretungserklärung gegenüber dem Aggregator/Finanzierer abgibt, erzeugen einen hohen bürokratischen Aufwand durch mangelhafte Digitalisierung und Unklarheiten oder Kompetenzdefiziten bei den VNB. Folge ist Papieraufwand, fehleranfälliger Buchhaltung und Frust auf allen Seiten. Auch werden neue Stromtarife und Finanzierungsmodelle gehemmt. **Lösung: Ziel ist die vollständig digitale Abwicklung von Forderungsabtretungen im Energiesektor**. Dazu sollte ein technischer Standard zur Abwicklung der Abtretung der Einspeisevergütung entwickelt werden. Der Standard kann sich am Vorbild ZUGFeRD⁸ orientieren und die **Abwicklung sollte über bestehende Prozesse der Marktkommunikation erfolgen**.

Anmerkungen zum Exkurs: Speicher als Querschnittsaufgabe

Die PV-Strategie unterschätzt die Bedeutung von Speichern für den Ausbau der Photovoltaik erheblich. Das Verständnis, den Speicherzubau minimieren zu wollen ist der falsche Ansatz, mindestens in diesem Jahrzehnt. Hierbei ist ein erhebliches **Problem, dass die Langfristszenarien des BMWKs einen fehlerhaften Zirkelschluss zu Speichern enthalten**. Es wird angenommen, dass im den 2020ern/2030ern kaum Speicher in Modell vorkommen und das Modell liefert demnach dieses Ergebnis. Zu Speicher in den Langfristszenarien wird die **fehlerhafte Einschätzung getroffen, dass der Ausbau „annahmegetrieben“ in den Langfristszenarien zunächst nicht erfolgt**.⁹ Sogar die bereits genehmigten Szenarien des Netzausbaus weisen bedeutend mehr Speicherbedarf und -zubau aus, als die die Langfristszenarien des BMWK

⁸ <https://de.wikipedia.org/wiki/ZUGFeRD>

⁹ Fehler in BMWK-Langfristszenarien: „In Deutschland verbleibt das Speichervolumen annahmegetrieben bei 5 GWh“ ([LINK](#), Folie 78)

postulieren. Der **Zirkelschluss in den Langfristszenarien mit dem Folgefehler eines massiv unterschätzten Speicherbedarfs in den 2020er/2030er-Jahren** führt im BMWK womöglich zur fehlerhaften Ableitung, dass aktuell ein Speicherzubau nicht nötig sei und dieser nicht kosteneffizient sein. **Die Energiewende braucht jetzt Kurzfristspeicher. Es muss einen massiven Ausbau geben in einer Größenordnung von mindestens 25 Gigawatt für Groß-Batteriespeichern und mehr als 60 Gigawatt PV-Batteriespeichern.** Dies entspricht auch der Erwartung der ÜNB im gültigen Szenariorahmen für den Netzausbau¹⁰, der von der BNetzA bestätigt ist und Grundlage der Übertragungsnetzplanung darstellt.

In einem Satz: **Wir brauchen eine Speicherstrategie des BMWK, die den bereits gültigen und bestätigten Szenariorahmen für die Netzentwicklung reflektiert und einen Ausbau in einer Größenordnung von mindestens 25 Gigawatt für Groß-Batteriespeicher und mehr als 60 Gigawatt PV-Batteriespeichern realisiert.**

Aus Sicht des bne sollten (Heim)-Speicher nicht nur für die Zwischenspeicherung des Grünstroms aus der Photovoltaik-Anlage, sondern gleichzeitig auch für die Speicherung von (Grau-)Strom aus dem Netz genutzt werden können, um die Kapazitäten des Speichers über das gesamte Jahr hinweg voll ausschöpfen zu können. So kann z.B. über einen günstigen „Windstrom-Tarif“ **insbesondere in den Wintermonaten EE-Strom aus dem Netz durch den Speicher aufgenommen werden und so zu einer Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz** beitragen. Der Schlüssel wäre - wie so oft: Digitalisierung und einfache Direktvermarktung.

Heimspeicher können in unterschiedlichen Bereichen eingesetzt werden. Etwa zur Optimierung des Eigenverbrauchs, zur Erbringung von Dienstleistungen oder als Teil eines Time-of-Use-Konzeptes. Grundsätzlich könnten Speicher das alles auch „gleichzeitig“ erfüllen und dann als Multi-Use-Speicher betrieben werden. Entsprechende Geschäftsmodelle, die diese Zielsetzung im Fokus haben, sehen sich aber aktuell einem großen Hemmnis ausgesetzt: Aufgrund des im EEG verankerten sogenannten Ausschließlichkeitsprinzips gilt der Stromspeicher, in dem auch (Grau-)Strom aus dem Netz zwischenspeichert wird, nicht mehr als Erneuerbare-Energien-Anlage. Dadurch kann für den zwischengespeicherten Strom aus der PV-Anlage **bei Einspeisung in das Netz keine Vergütung nach dem EEG** (Einspeisevergütung oder Marktprämie) in Anspruch genommen werden. Der Anlagenbetreiber ist daher gezwungen, seinen ursprünglich förderfähigen Strom über die sonstige Direktvermarktung zu vermarkten, für die er zunächst in kostspielige technische Voraussetzungen wie Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisung investieren muss, um überhaupt noch eine Vergütung für seinen Überschussstrom zu erhalten.

Das **Ausschließlichkeitsprinzip im EEG sollte abgeschafft** und stattdessen eine **unbürokratische, einfache messtechnische Abgrenzung des zwischengespeicherten Graustroms und Grünstroms** ermöglicht werden. Gleichzeitig muss der gesamte Rechtsrahmen für Speicher konsequent auf die bereits **zum 1.7.2023 gesetzlich vorgesehene neue Speicherdefinition** ausgerichtet und bestehende Hemmnisse für stationäre und mobile Speicher konsequent beseitigt werden, um das ganze Potential von Speichern zur Unterstützung der Energiewende heben zu können.

¹⁰ Szenariorahmen 2023-2037/2045 ([LINK](#)):

Zu 3.3 - Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Die im Entwurf der PV-Strategie vorgesehenen **Maßnahmen für Mieterstrom** bleiben hinter den Erwartungen zurück. Die Regelungen für Mieterstrom sind zu kompliziert und zu wenig auf die Möglichkeiten der Digitalisierung abgestimmt. Die Entbürokratisierung der bestehenden Mieterstrom-Regelung ist zwar sinnvoll, **reicht aber nicht** aus. Es braucht einen **umfassenden Ansatz**, der eine klare Zielsetzung enthält: Die **Potenziale der gemeinschaftlichen Versorgung mit erneuerbaren Energien** sollen voll ausgeschöpft werden. Der rechtliche Rahmen muss dezentrale Versorgungskonzepte mit erneuerbaren Energien erleichtern und fördern. Dabei sollten auch über die Gebäudegrenzen hinausgehende Lösungen berücksichtigt werden, wie sie in einem Entschließungsantrag des Bundestags gefordert werden.¹¹ Die Entbürokratisierung der bestehenden Mieterstrom-Regelung ist zwar sinnvoll, reicht aber nicht aus. Es braucht einen umfassenderen Ansatz, der eine klare Zielsetzung enthält: Die Potenziale der gemeinschaftlichen Versorgung mit erneuerbaren Energien sollen voll ausgeschöpft werden, um die **Teilhabe an der Energiewende** zu erhöhen.

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Vor-Ort-Versorgung)

Gemeinschaftliche Versorgung innerhalb eines Gebäudes

Der bne bewertet das Vorhaben grundsätzlich positiv. Die Umsetzung des Vorhabens kann jedoch ohne einen konsequenten Einsatz **intelligente Messsysteme (iMSys)** nicht gelingen. Die Abrechnung und Bilanzierung sollte nicht an starren Standardlastprofilen orientiert, sondern optional durch Smart Meter erfolgen können. Vor diesem Hintergrund werden die geplanten Verbesserungen beim Summenzählermodell zwar begrüßt, aber auch hier bedarf es eines klaren Bekenntnisses, künftig virtuelle Summenzählermodell über iMSys für die energiewirtschaftliche Abrechnung im Rahmen von Mieterstrom-Modellen zu ermöglichen (siehe unten). Darüber hinaus regen wir eine **Erweiterung der räumlichen Abgrenzung der Direktbelieferung im Rahmen von Mieterstrom von Gebäuden auf jeweilige und angrenzende Grundstücke** an. Physikalisch sind die Gebäude oder Gebäudeteile oft an dieselbe Netzleitung im Niederspannungsnetz angeschlossen. Die Nutzung dieser Leitung ist bei Quartiers- und Mieterstromprojekten nicht möglich ohne die üblichen Netznutzungsbedingungen (z.B. Netzentgelte, Netz und Marktlokationen, etc.). Diese hohe Komplexität verhindert in der Praxis sinnvolle gebäude- und sektorenübergreifende Nutzungskonzepte bzw. beschränkt solche Anwendungen auf einen einzelnen Netzanschluss. Der bne empfiehlt daher das Mieterstrommodell nicht auf Gebäude, sondern **Grundstücke** zu beziehen. Diese **Grundstücke bilden dann den räumlichen Ort, an dem die gemeinschaftliche Energieversorgung** stattfindet. Für die gemeinschaftliche Energieversorgung werden vorhandene Stromleitungen auf den jeweiligen Grundstücken genutzt und / oder für diesen Zweck errichtet. Es wird nur eine einzige Übergabe und ein einziger Messpunkt zum öffentlichen Verteilnetz geschaffen. Der Netzanschluss wird entsprechend der Netzanschlussleistung bzw. der Anlagenleistung der Versorgungsgemeinschaft gewährt. Für den Betrieb

¹¹ Entschließungsantrag des Deutschen Bundestags, 05.07.2022, „Die Bundesregierung soll einen Vorschlag erarbeiten und „beim Solarstrom eine Erweiterung der Eigenverbrauchsdefinition im EEG vorlegen, die es [...] ermöglicht, Strom, [...] des Wohnhauses oder [...] der innerhalb ihres jeweiligen Quartiers erzeugt wird, im Wege des Eigenverbrauchs zu beziehen“, [LINK](#)

des privaten Stromnetzes sowie Messung und Abrechnung der Stromlieferungen ist die Versorgungsgemeinschaft oder ein beauftragter Dritter zuständig.

Entbürokratisierung und Weiterentwicklung des bestehenden Mieterstrommodells

Die Entbürokratisierung der bestehenden Mieterstrom-Regelung ist aus Sicht des bne sinnvoll. Die strategische Zielsetzung muss hier auf eine konsequente Vereinfachung der bestehenden Mieterstrom-Regelungen ausgerichtet werden. Besonderer Wert sollte hier auf eine energiewirtschaftlich saubere Ausgestaltung der Prozesse, Vereinfachungen der Administration der Projekte sowie eine konsequente Digitalisierung gelegt werden (siehe bne-Vorschläge 3.3 unten sowie 3.7).

Finanzielle Mieterbeteiligung („Stadtstrom“) – Ablehnung des bne

Der bne bewertet das Stadtstrom Konzept **kritisch**. Es würde aus unserer Sicht in klassischen Miethäuser-Straßen in verdichteten Räumen nicht funktionieren bzw. der Verwaltungsaufwand würde den Nutzen deutlich übersteigen. Der Vorschlag unterminiert etablierte **energiewirtschaftliche Grundsätze**: Mit dem neuen Modell werden Auszahlungen an Mietende unabhängig von einer Lieferung geleistet. Das ist sehr täuschungsanfällig und hier besteht die **Gefahr des Greenwashings**. **Hohe Bürokratie für Vermieter und Hausverwaltungen** könnte wie im derzeitigen Mieterstrom-Modell den Erfolg gefährden. Beispielsweise erscheint eine Abwicklung des Auszahlungsprozesses über die Infrastruktur der Hausverwaltung nicht ohne weiteres möglich und nicht massenmarktauglich. Ggf. droht hier auch ein Verlust von Privilegien im Steuerrecht. Gleichzeitig fallen auch die **Vorteile für die Mietenden geringer** aus als bei dem bisherigen PV-Mieterstrommodell. Nicht zuletzt würden die **Belastungen für den Staatshaushalt steigen**. Denn zusätzlich zu den mit dem EEG 2023 erhöhten Vergütungssätzen auf die Volleinspeisung kämen zusätzliche 2,5 Cent des Mieterbeteiligungszuschlages hinzu. Darüber hinaus sehen wir weitere Fehlanreize, die zwar im heutigen Mieterstrom-Modell auch existieren, aber gerade aus **systemischer Perspektive** von größter Bedeutung sind. So gibt es **keine Synergieeffekte und wenig Anreize für Investitionen in die energetische Sanierung für die Wärmewende im Gebäudesektor**. Auch im Hinblick auf Beiträge zur Verkehrswende sowie **für netzdienliches Verhalten enthält das Stadtstrom-Konzept keine Anreize bzw. setzt sogar Fehlanreize**. Potenziale für Verbrauchsflexibilisierung bzw. für die Sektorenkopplung, wie etwa mittels Wärmepumpen oder Wallboxen, werden vollständig ignoriert. Es wird daher ein Ansatz der gemeinschaftlichen Vor-Ort Versorgung (siehe unten) bevorzugt und eine Streichung des genannten Stadtstrom-Modells aus der PV-Strategie empfohlen und stattdessen die Umsetzung eines vor Ort Konzeptes empfohlen, das den Eigenschaften der dezentralen Energiewende-Technologien gerecht wird.

Regelung für die Abrechnung von PV-Strom zur Wärme-/Warmwasserbereitung im Rahmen der Betriebskostenabrechnung – Ablehnung des bne

Der bne **lehnt die Abrechnung von PV-Strom im Rahmen der Betriebskostenabrechnung ab**. Mieter werden in Ihrer **Lieferantwahl eingeschränkt** und können nicht mehr frei entscheiden, von wem Sie

Ihren Strom beziehen. Außerdem würde die Abrechnung von PV-Strom über die Einführung einer **neuen Stromkostenverordnung noch bürokratischer** und komplizierter für Versorger und Anlagenbetreiber.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Vor-Ort-Versorgung)

Konzept der Vor-Ort-Versorgung (“Deutsche Variante” für Active Customers, Energy Sharing & P2P)

Aus Sicht des bne ist die EEG-Mieterstromregelung **daher grundsätzlich zu beschränkt** und wird den Ausbau-Potenzialen auf lokaler Ebene nicht gerecht: Verschiedene Netzanschlüsse auf derselben Niederspannungsebene bleiben für Vor-Ort Energielösungen abgeschnitten. Es findet keine dezentrale Kommunikation statt. Dabei ermöglichen neue Hardware und Smart Meter längst völlig neue energiewirtschaftliche Konzepte auf dezentraler Ebene. Die **Weiterentwicklung von gemeinschaftlicher Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien zu einem umfassenden Vor-Ort Versorgungsansatz, der über einzelne Gebäude hinaus** geht und den Zusammenschluss von verschiedenen Anlagenbetreibern und Verbrauchern auf lokaler Ebene ermöglicht, ist von **zentralem strategischem Interesse für die dezentrale Versorgung mit Photovoltaik**. Es braucht daher ein **klares Bekenntnis zur dezentralen Vor-Ort-Versorgung in der PV-Strategie** (Umsetzung im Rahmen Solarpakets 2). In unseren direkten Nachbarländern existieren bereits weitreichende Regelungen, die die Kostenvorteile der Vor-Ort Versorgung aus erneuerbaren Energien Verbraucherinnen und Verbrauchern zugutekommen lassen. **Deutschland braucht hier sein eigenes Modell, das die spezifischen Gegebenheiten der Energieversorgung und -infrastruktur berücksichtigt**. Folgende Regelungen gilt es grundsätzlich zu treffen. Damit würde man auch den vorgesehenen Regelungen zu Active Customers und Energy Sharing im Entwurf der EU-Kommission zur Reform des Strommarktes Rechnung tragen:

- **Eigenständige Rechtsdefinition** für gemeinschaftliche Versorgung aus Erneuerbaren Energien: Zusätzlich zur gemeinschaftlichen Energieversorgung im Rahmen von Kundenanlagen können Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften gebildet werden **und Strom auf der Niederspannungsebene** (Bezugspunkte Ortsnetz-Trafo für lokale Gemeinschaften sowie Sammelschiene eines Umspannwerks für regionale Gemeinschaften bilanziell verrechnet werden)
- **Modell der Eigenverbrauchsbilanzierung**: Es braucht die Beschreibung eines eigenständigen Marktkommunikations-Use-Cases, der die bilanzielle Verrechnung von Strommengen in diesen Konstellationen energiewirtschaftlich sauber regelt. In diesem Zuge ist wichtig, die Implikationen für das geltende Recht wie das EEG zu untersuchen, insbesondere in Bezug auf die Volleinspeisung und die Vergütungsansprüche. Virtueller Summenzähler für Vollversorger, zweiter Schritt Erweiterung auf mehrere Lieferanten-Modell. Dann Marktkommunikation: Information bei Vertragsabschluss, wenn mehrere Lieferanten.
- Perspektivisch braucht es darüber hinaus eine Reform der Netzentgelte, die dezentrale Vor-Ort Energiekonzepte in angemessener Höhe an den Systemkosten der Infrastruktur beteiligt und dazu finanzielle Anreize setzt, die sich am Verteilnetz vor Ort orientieren. Die zunächst noch fehlende Neuregelung der Netzentgelte, soll jedoch die Entwicklung von Vor-Ort Versorgung aufhalten, denn diese benötigen eine Hochlaufphase, genau wie eine Netzentgeltreform eine Diskussions- und Einführungsphase benötigen wird. Mit dieser Begründung noch jahrelang auf Konzepte zu verzichten, die vor Ort echte Lösungen darstellen, ist nicht zeitgemäß. Ziel ist eine neue, systemorientierte Regulierungslogik, die auf der einen Seite Vermarktungsoptionen für dezentrale Energiekonzepte ermöglicht und auf der anderen Seite systemorientiertes Verhalten anreizt. Reduzierte Netzentgelte zur Förderung wie bspw. in Österreich ohne eine entsprechende Reform lehnen wir hingegen ab.

Klares Bekenntnis zum virtuellen Summenzählermodell

Das **Mieterstrommodell mit physischem Summenzähler** ist **schlicht zu kostenintensiv** für den Massenmarkt in Bestandsimmobilien. Die Einführung des **virtuellen Summenzählers** zur Realisierung von virtuellem kollektivem Eigenverbrauch könnte dieses Problem lösen, und zugleich den Smart Meter Rollout beschleunigen. **Virtuelle Messpunkte werden aus Sicht des bne unbedingt benötigt**, um Mieterstrom zu vereinfachen und dadurch die Umsetzung zu „beflügeln“. Derzeit existieren jedoch eichrechtliche Unschärfen, die durch den aufgezeigten Weg gelöst werden könnten. In der Praxis werden diese oft durch eine Überlagerung des SLP-Profiles auf den Unterzähler gelöst. Das ist rechtlich zulässig nach § 20 Abs. 1, S. 3 EnWG, eine auch **eichrechtliche Anerkennung** dieser Verrechnung durch anerkannte Regeln der Technik wäre sehr zu begrüßen. Hilfreich wäre zudem eine Begrenzung der Entfernung zwischen den Zählern, um auftretende Abweichungen durch Leitungsverluste zu vermeiden. Grundsätzlich ist es wichtig, die Verhältnismäßigkeit bzgl. des messtechnischen Aufwands im Blick zu behalten. Insofern ist die Anerkennung dieser Verrechnung im Sinne einer unkomplizierten Verrechnung von großer Bedeutung, um die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte nicht noch mehr zu gefährden.

Höherer Mieterstromzuschlag im Bestand

Der EEG-Mieterstromzuschlag wird aktuell unabhängig davon festgelegt, ob es sich um einen Neubau oder Gebäudebestand handelt. Allerdings ist die Integration geeigneter elektrotechnischer Infrastruktur **im Bestand sehr kostenintensiv und kann über die aktuellen Vergütungssätze** nicht annähernd abgedeckt werden (Kabel, Wechselrichter etc.). Außerdem führt oft die statische Gegebenheit bei Bestandsgebäuden dazu, dass der Aufwand für eine PV-Anlagen Installation schwieriger und damit teurer ist. Auch müssen die Netzanschlüsse der Häuser zusammengelegt werden, wenn es zuvor in den Gebäuden mehrere Netzanschlusspunkte gab. Deshalb sollte es einen **höheren Zuschlag im Bestand** geben.

Mieterstrom auch für Nichtwohngebäude öffnen

Nach aktuellem EEG wird derzeit nur ein Mieterstromzuschlag erteilt, wenn eine PV-Anlage auf, an oder in einem Wohngebäude installiert ist. **Künftig sollten auch Nichtwohngebäude** (z.B. gewerblich genutzte Gebäude) berücksichtigt werden, da hier oftmals große Flächen vorliegen. So würde auch der Quartiersansatz weiter gestärkt werden.

90%-Kriterium für geförderte Mieterstromprojekte beseitigen

§ 42a Abs. 4 EnWG regelt, dass der den Letztverbrauchern angebotene Mieterstromtarif – also der sich aus Solar- und Reststrom zusammensetzende Mischpreis – zu jeder Zeit maximal 90% des geltenden Grundversorgungstarifs betragen darf, bezogen auf Grund- und Arbeitspreis. **Diese Regelung ist unverhältnismäßig, da Verbraucher ohnehin die Möglichkeit haben, ihren Stromlieferanten selbst zu wählen.** Die

Regelung führt zudem zu erheblichen administrativen Aufwänden bei Anbietern und Staat. Wir empfehlen die ersatzlose Streichung.

Zu 3.4 – Stecker-PV, Kleinst-PV, “Plug&Play-PV”

Der bne begrüßt grundsätzlich das Vorhaben die Nutzung von Balkonkraftwerken zu erleichtern. Viele Wohnungseigentümer und Mieter wollen sich für Klimaschutz und mehr Energieunabhängigkeit engagieren. Gerade in Mehrparteiengebäuden bietet Photovoltaik eine einfache und unkomplizierte Möglichkeit, klimaneutralen Solarstrom zu erzeugen. Mit der Installation von Solarmodulen im Wohnumfeld (Stecker-PV) leisten diese Anlagen zudem einen Beitrag. Zudem erhöhen die Anlagen 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“).¹²

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (“Plug&Play-PV”)

Der bne unterstützt ausdrücklich das Vorhaben, Stecker-Solar-Geräte künftig als privilegierte Maßnahmen im Wohnungseigentumsrecht und BGB zu verankern und so Wohnungseigentümern und Mietern einen grundsätzlichen Anspruch auf die Gestattung einer entsprechenden Installation zu geben. Auch eine Vereinfachung der Meldepflichten begrüßen wir. Ziel muss es sein, dass diese Anlagen einfach und ohne Unterstützung von Fachkräften angeschlossen werden können. Aus unserer Sicht wären rückwärtsdrehende Zähler vorübergehend eine pragmatische und bürokratiearme Lösung bis entsprechende Messeinrichtungen eingebaut worden sind. Der bne regt jedoch an, den Schwellenwert für den Einsatz der Stecker-PV auf 800W AC anzuheben. Diese Leistung korrespondiert mit typischen Haushalts-Stromverbräuchen von Stand-by-Geräten und deckt die Verbräuche von Elektrogeräten im Dauerbetrieb genauer ab. Vereinfachungen bei der Balkon-PV stellen auch eine aktive Bürokratieentlastung dar bei Netzbetreibern und Behörden. Die Maßnahmen zur Erleichterung von Balkon-PV Anlagen dürfen aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass der anvisierte Ausbaupfad der PV nicht ansatzweise mit der Installation von Balkon-PV-Anlagen zu erreichen sein wird. Deshalb ist beim Fokus auf die genannten Maßnahmen Augenmaß beim Einsatz vorhandener Ressourcen zu setzen. So sollten Informationsangebote rund um das Thema Balkon-PV immer auch mit Beratungen zu den Möglichkeiten der Dach-PV verknüpft werden.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (“Plug&Play-PV”)

Einfache Möglichkeit des aktiven Verzichts auf Einspeisevergütung im EEG: Der Ausbau von kleinen PV-Anlagen (nicht nur der viel diskutierten Balkon-PV bis 800 W, sondern von PV-Anlagen mit einstelligen kW-Leistungen) sollte in EEG entbürokratisiert werden. Dieser Ausbau findet statt und PV-Kleinanlagen mit einigen kW können inzwischen problemlos im Internet bestellt werden, um die z.B. auf den Gartenhäuschen, den Carport der Fassade dem Dach oder großen Balkonen zu installieren. Solchen Anlagen werden oft nicht angemeldet, wegen der Bürokratie, die ausgelöst wird. Im EEG sollte die Möglichkeit geschaffen werden, einen einfachen und dauerhaften Verzicht auf den Anspruch auf Einspeisevergütung vorzunehmen, den ein Anlagenbetreiber selbst erklären oder ein Netzbetreiber abfragen kann

¹² Der „Ansteckungs-Effekt“ nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, [Solarserver](#), [PV-Magazine](#)

(beispielsweise im Anmeldeformular). Dies vereinfacht Prozesse, z.B. beim Netzbetreiber bzgl. der wegfallenden Vergütungsabrechnung von nur wenigen Euro pro Jahr. Voraussetzung sollte ein iMSys sein, damit die Abnahmestellen korrekt bilanziert werden.

Des Weiteren sollte die **Anmeldung einer Balkonanlage im Marktstammdatenregister vereinfacht werden**. Dies kann beispielsweise über eine eigene Kategorie „Balkonsolar“ geschehen, bei derer Auswahl bestimmte Punkte (z.B. EEG-Daten) automatisch vom System ausgefüllt werden. Bestimmte Anforderungen wie die Angabe der Haupt- bzw. Nebenausrichtung der Anlage könnten bei Balkonanlagen gestrichen werden.

Zu 3.5 – Netzanschlüsse beschleunigen

Die Beschleunigung der Netzanschlüsse und eine vorausschauende Planung im Verteilungsnetz ist für einen erwartbaren Ausbau von mehreren hundert Gigawatt Photovoltaik in den 2020ern und 2030ern essenziell wichtig. Photovoltaik ist der Ausbau-Booster in diesem Jahrzehnt und zusammen mit der Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors werden sich viele historisch gewachsenen Prinzipien in der Planung und in Ausbau von Verteilnetzen auf allen Netzebenen, aber auch bei den Netzanschlussprozessen fundamental ändern. Prozesse müssen schnell einfacher und einheitlicher werden. Die heute zu vielfältigen technische Anschlussbedingungen sind zu bürokratisch und verursachen nicht nur unnötige Bürokratie, sondern bremsen Investitionen,

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Netzanschlüsse)

Duldungspflicht für Anschlussleitungen, bzw. Nutzungsrecht von Grundstücken

Der bne **begrüßt ausdrücklich die Duldungspflicht für Anschlussleitungen**. Diese wird zu einer 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. 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 den 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 Strompreiskontrolle 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](#)). **Unserer Ansicht nach ist die vom BMWK vorgeschlagene Formulierung praxistauglich**. Wir möchten anregen, dass die Empfehlungen des BWE zur weiteren Verbesserung der Regelung geprüft werden ([LINK](#)). Auch sollten im vorgeschlagenen § 11a (neu) Abs. 1 Satz 3 auf den "wirtschaftlich günstigsten Anschluss(punkt)" abgestellt wird. 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 möchten daher anregen, dass als alternative Formulierung *"nach § 8 mit den geringsten Kosten"* geprüft wird.

Frist für Zähleraustausch verkürzen

Gemäß der aktuell geltenden Fassung der „Wechselprozesse im Messwesen Strom“ (WiM Strom) der BNetzA (BK6) muss ein Zählerwechsel mit mindestens 15 Werktagen Vorlauf beim Netzbetreiber auf einen Zuordnungstermin angemeldet werden. Der derzeitige **administrative Prozess eines Zählerwechsel ist ineffizient und aufwendig** und bindet unnötig Personalkapazitäten. Der Netzbetreiber kann den Zählerwechsel bei einem bestehenden Rahmenvertrag und bestehender Konzession ohnehin nicht ablehnen. Messtellenbetreiber sind im aktuellen Prozess dennoch in hohem Maße abhängig von den Netzbetreibern, da der Zählerwechsel ohne Reaktion der Netzbetreiber nicht durchgeführt werden kann. Die geltende Reaktionsfrist von fünf Tagen wird zudem in vielen Fällen nicht eingehalten oder schlicht ignoriert. Der **Zählerwechsel sollte künftig automatisiert, also ohne Anmeldung und manuelle Freigabe durch den Netzbetreiber**, stattfinden dürfen, da Netzbetreiber den Zählerwechsel ohnehin nicht untersagen können. Relevante Informationen sollten in einer definierten Frist nach Durchführung des Zählerwechsel zwischen Netzbetreiber und neuem MSB ausgetauscht werden. Die automatisierte Bestätigung würde den Zählerwechselprozess und damit auch den Ausbau von PV-Anlagen, die dann zügiger ans Netz gehen könnten, deutlich beschleunigen. Unnötig für die Anmeldung des Zählerwechsels gebundene Personalkapazitäten würden darüber hinaus für andere Tätigkeiten im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts frei werden.

Selbstvornahme beim Zählertausch, auch bzgl. iMSys

Es ist positiv, grundsätzlich die Option einer Selbstvornahme nach Ablauf der Frist zu regeln nach der der Netzbetreiber den Zählertausch nicht vollbracht hat. Der Anschlussnutzer kann dann den Zähler selbst beschaffen und einbauen lassen. Warum die PV-Strategie hier weiterhin auf nicht kommunikationsfähige moderne Messeinrichtungen anstatt kommunikationsfähiger intelligenter Messsysteme (iMSys) abstellt, ist nicht nachvollziehbar. Mit dem GNDEW wird die Digitalisierung neu sortiert und die Zählerkosten werden geregelt. **Die Energiewende braucht günstigen kommunikationsfähige Zähler, auch wenn diese durch Selbstvornahmen installiert werden.**

Anlagenzertifizierung (Bereich 135-950 kW), Vorschlag zur Verfahrensvereinfachung

Wir begrüßen, dass Verfahren beim Anlagenzertifikat Typ B (135-950 kW) weiter beschleunigt und vereinfacht werden sowie eine **Datenbank für Einheitenzertifikate** aufgebaut werden soll. **Insgesamt halten wir die Schwellenwerte jedoch für zu niedrig.** Ein Zertifikat für eine Anlage mit 150 kW kostet ungefähr 15.000 Euro. Das entspricht etwa 10 Prozent der Anschaffungskosten, was bei vergleichsweise kleinen Anlagen (z.B. ein Supermarkt-Dach mit i.d.R. hohe Eigenverbrauchsanteilen) wirtschaftlich nicht verhältnismäßig ist. Deshalb plädieren wir dafür, den **Schwellenwert deutlich anzuheben.** Die Neuregelung der

NELEV zu Anlagenzertifikaten „unter Auflage“ hat das grundlegende Problem leider nicht gelöst, sondern nur zeitlich verschoben. Ein weiteres Problem stellt die **Anlagenänderung dar, z.B. bei einer Erweiterung oder Repowering**. Da derzeit alle Erzeugungsanlagen im Anlagenzertifikat berücksichtigt werden müssen, kann schon durch einen minimalen Zubau von 20 kW ein neues Zertifikat mit genannten Kosten erforderlich sein. Das ist nicht verhältnismäßig. Deshalb regen wir an, Bestandsanlagen nicht an Schwellenwerte zur Zertifizierungspflicht zu binden. Ein **neuer Ansatz in der aktuell verfahrenen Debatte** um das Anlagenzertifikat Typ B könnte sein, **Installationsunternehmen als „Zertifizierungs-ready“ einzustufen**. Bei solchen Unternehmen, die z.B. in eine erste einfache Form eines zentralen Installateursverzeichnis eingetragen werden (siehe unten), könnte man eine Regelung finden, dass deutschlandweit jeder Netzbetreiber davon ausgehen kann, dass eine Erzeugungsanlage technisch korrekt parametrisiert an das Netz angeschlossen wird, von **„Zertifizierungs-ready“-Unternehmen** sofort in Betrieb genommen werden kann und eine korrekte Zertifizierung in einer angemessenen Frist nachgereicht wird.

Überregionale Tätigkeit von Installateuren erleichtern und Bürokratie abbauen

Nach geltender Rechtslage dürfen neben Fachkräften des Netzbetreibers auch Installateure Arbeiten an einer elektrischen Anlage wie beispielsweise einer PV-Anlagen hinter der Hausanschlussicherung vornehmen, wenn sie im Installateursverzeichnis eines Netzbetreibers registriert sind. Die Eintragung in das Verzeichnis wird dabei nur vom Nachweis einer ausreichenden fachlichen Qualifikation für die Durchführung der jeweiligen Arbeiten abhängig gemacht. Mit der Eintragung in ein Verzeichnis ist ein Installateur dabei nach geltender Rechtslage (BR-Drs. 367/06, S. 49.) befugt, auch in anderen Netzgebieten in Deutschland tätig zu sein. In der Praxis sieht dies jedoch anders aus. Derzeit müssen sich Installateure in das Installateursverzeichnis jedes einzelnen Verteilnetzbetreibers (VNB) mit entsprechenden Nachweisen eintragen, um Solaranlagen im jeweiligen Netzgebiet installieren zu dürfen. Es sollte daher eine **gesetzgeberische Klarstellung** erfolgen, **dass einmal in einem Netzgebiet registrierte Installateure auch befugt sind, Arbeiten an Anlagen im Netzgebiet eines anderen Netzbetreibers** vorzunehmen. Mit der Neuregelung wird transparent gemacht, unter welchen Umständen Dienstleistungsunternehmen, auch grenzüberschreitend, Arbeiten im Netz eines Netzbetreibers vornehmen können. Perspektivisch soll darüber hinaus ein **zentrales Installateursverzeichnis** eingerichtet werden, das die individuellen Verzeichnisse der rund 900 Netzbetreiber ablöst. In diesem neuen zentralen Installateursverzeichnis können dann **weitere Merkmale eingetragen werden wie z.B. die Eigenschaft „Zertifizierungs-Ready“**. Unternehmen, die entsprechend im Verzeichnis gekennzeichnet sind, können deutschlandweit auch große PV-Anlagen sofort in Betrieb setzen und dürfen die Zertifizierung nachliefern.

Sicherstellung der gegenseitigen Anerkennung von Vermarktungskonzepten durch alle Netzbetreiber

Der Anspruch auf Zahlungen nach dem EEG besteht gegenüber den VNB. Daher müssen die Anlagen, Messkonzepte, Mess- und Marktlokationen in den IT-Systemen der Netzbetreiber abgebildet werden. Es ist daher heute unmöglich, eine Anlage mit Speicher mit dem Tag der Inbetriebnahme auch zu vermarkten. Anlagen bleiben so in der simplen Einspeisevergütung des EEG „gefangen“. Zwischen Inbetriebnahme und vollständiger Marktteilnahme können aufgrund der Gatekeeper-Funktion der VNB heute Jahre vergehen. Der bne schlägt daher ein **Konzept der gegenseitigen Anerkennung** vor. Wie im

europäischen Warenverkehr gilt die **Vermutung, dass ein in einem VNB-Gebiet als rechtskonform eingestuftes und etabliertes Vermarktungskonzept von PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe und Elektromobil auch in allen anderen VNB-Gebieten als rechtskonform gilt.** Eine separate Prüfung durch die weiteren VNB findet nicht mehr statt. Hält ein VNB ein Vermarktungskonzept für nicht rechtmäßig, muss er – und nicht wie heute der Anlagenbetreiber – die BNetzA konsultieren. Diese entscheidet dann bundesweit verbindlich für alle VNB. Die Vermarktung muss mit dem Tag der Inbetriebnahme möglich sein, d.h. **vier Wochen nach Übermittlung** der notwendigen Informationen bei der digitalen Netzanmeldung.

Anschlusskosten deckeln

Die großen Entfernungen geeigneter Anschlusspunkte bedrohen insbesondere die Realisierung kleinerer Solaranlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kW. Anlagen mit einer Produktion von 400 MWh pro Jahr können schnell Anschlusskosten von mehr als 180.000 Euro gegenüberstehen. Wir regen deshalb an, die Anschlusskosten basierend auf der Leistung zu deckeln. So werden sowohl Anreize für den Bau von Solaranlagen als auch für den Netzausbau geschaffen.

Netzanschluss durch vereinfachtes Verfahren für kleine Anlagen und Fristen beschleunigen

Der bne begrüßt ausdrücklich den vom BMWK ins Leben gerufenen Branchendialog für die Beschleunigung von Netzanschlüssen. Diese Bemühungen sollten aus Sicht des bne jedoch ausgeweitet werden und sich nicht nur auf §8 EEG und Anlagen < 30 kW begrenzen. Der Gesetzgeber sollte die Chance nutzen und nun administrative Hürden in allen Bereichen mitdenken, die einem beschleunigten Ausbau der Photovoltaik im Weg stehen. So sollten auch komplementäre Energiewendetechnologien (PV-Speicher, Wärmepumpen, öffentliche Ladeinfrastruktur, Wallboxen etc.) in die geplanten Maßnahmen miteinbezogen werden. Darüber hinaus erscheint es ebenso erforderlich auch für größere PV-Anlagen bürokratische Anforderungen zu reduzieren. So führen derzeit selbst kleine Leistungsänderungen oder -anpassungen zu verlängerten Prüffristen. Anfragen gegenüber Netzbetreibern werden teils mehrere Monate nicht beantwortet und Verfahren zur Anlagenzertifizierung sind aufwendig.

Vereinfachte Anmeldung von kleinen Anlagen im Marktstammdatenregister oder beim Netzbetreiber

Die Anmeldung im Marktstammdatenregister ist 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. Die Eintragung durch den Installateur oder Dienstleister sollte daher über **eine digitale Schnittstelle (API) zum MaStR erfolgen** mit den Daten aus dem System des Installateurs. Beim MaStR registrierte Dienstleister und Installateure haben ein Recht auf eine Schnittstelle zur Befüllung des Marktstammdatenregisters. Anlagenbetreiber können andere Markttrollen zum Nachweis der Eintragung im MaStR auf das MaStR selbst verweisen und müssen keinen separaten Nachweis auf Papier erbringen.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Netzanschlüsse)

Schwachstelle der PV-Strategie: Die 110 kV-Ebene im Verteilungsnetz wird ausgeblendet

Gerade in der für den Solarpark-Ausbau hochrelevanten 110 kV-Netzebene des Verteilungsnetzes enthält die PV-Strategie leider noch keine Maßnahmen. Die PV-Strategie sollte einen klaren Auftrag an den Branchendialog „Beschleunigung von Netzanschlüssen“ formulieren, die 110 kV-Ebene in den Blick zu nehmen. Im 110 kV Verteilungsnetz sind heute vorhandene Prozessschwächen bei der Netzkapazitätsreservierung- und -freigabe zu identifizieren und zu lösen. Der bne hatte bei der Themensammlung für den Branchendialog im Sommer 2020 zahlreiche Punkte genannt ([LINK](#)) und insbesondere die ineffizienten Prozesse benannt, die zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern geklärt werden müssen. Es ist nicht damit getan, dass bei Netzbetreibern die Spielräume für den 110kV-Netzausbau verbessert wurden, z.B. durch das überragende öffentliche Interesse dieses Ausbaus. In den 110 kV-Netzen, die für Solarparks und die Windkraft an Land entscheidend sind, sind viele Prozesse nicht optimal.

Prozessverbesserung bei der Netzkapazitätsvergabe im Mittel- und Hochspannungsnetz

Der Prozess der Reservierung und Freigabe von Netzkapazität im Verteilungsnetz ist schlecht, insbesondere in den 110 kV und den 20 kV-Netzen. Die Vereinheitlichung und deutliche Verbesserung der Prozesse Reservierung von Netzanschlusskapazität hilft sowohl Netzbetreibern als auch den Projektierern. Nötig sind einheitliche Vorgaben für einzureichende Dokumente, Fristverkürzungen für die Bearbeitung beim Netzbetreiber, aber auch ein verbesserter Prozess der Verteilung und Freigabe von verfügbarer Netzkapazität. **Empfehlung: Den Branchendialog nutzen, Verbesserungspotenziale des Prozesses der Reservierung und Freigabe von Netzkapazität im Verteilungsnetz zu finden.**

Netztransparenz in Mittel- und Hochspannungsnetz

Im Netzanschlussbegehren von Solarparks (und Windparks) muss der volkswirtschaftlich günstigste Netzanschlusspunkt ermittelt werden, wobei auch der Anlagenbetreiber Berechnungen anstellen muss, um die Günstigkeit nachweisen zu können. Dieser Prozess dauert unnötig lange, weil **Netzdaten nicht oder nicht vollständig oder nicht maschinell verarbeitbar zur Verfügung gestellt** werden. Insbesondere der Wechsel der Netzebene (z.B. Netzebene 110 kV statt 20 kV) für den Anschlusspunkt eines großen Solarparks, oder ein ggf. günstigerer Anschluss in einem anderen Netzgebiet sind problematisch. Es fehlende oft Informationen z.B. über freie Schaltfelder in Umspannwerken und Intransparenz erschwert effektive Planungen. **Lösungsansatz: Netztransparenz schaffen**

- Einen Anspruch auf die Herausgabe von Netzdaten an Anschlussbegehrende im EEG schaffen
- Die Qualität und den Umfang der herausgegebenen Daten eindeutig festlegen

- Anforderungen an den Netzanschluss und ggf. die Blindleistungskompensation klären
- Fristen festsetzen
- Netzausbaupläne im Verteilnetz (§ 14d EnWG) erstellen und aktuell halten

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 Sektorenkopplungseinheiten (z.B. Elektrolyseuren) als Teil von Kundenanlagen anzusehen sind, würden viele Konzepte deutlich vereinfacht. Einen konkreten Formulierungsvorschlag finden sie [HIER](#).

Governance-Modell beim Aufbau von Netzanmeldungsplattformen

Wir schlagen die Entwicklung eines Governance-Modells vor, das die Partizipation aller relevanter Akteure aus dem regulierten und wettbewerblichen Bereich transparent und diskriminierungsfrei ermöglicht. Hier muss nach dem Prinzip „Standardisierung vor Digitalisierung“ vorgegangen werden. Zentrale Zuständigkeit für Koordination sollte bei Bundesnetzagentur liegen, was per Verordnungsermächtigung gesetzlich verankert werden könnte. Damit diese Diskussion effektiv wird, ist ein Governance-Modell nötig, das im EEG z.B. durch eine Verordnungsermächtigung zum § 8 EEG geregelt werden kann. Zentrale Zuständigkeiten sollten ebenso für Wärmepumpen und Ladepunkte gesetzlich festgelegt werden.

Einheitlicher Netzanschlussprozesses (inkl. „IT-seitigem Netzanschluss“) nach Prinzip „Standardisierung vor Digitalisierung“

Die Anforderungen an den Netzanschluss sind nicht einheitlich definiert. Dies erhöht Zeit, Kosten und Ressourcenaufwand sowohl für lokale als auch für überregionale Akteure: Der Netzanschlussprozess umfasst neben dem Netzanschlussbegehren weitere Verfahren, für die bislang weder Standardisierungs- noch Digitalisierungsschritte vorgesehen sind. Dies betrifft insbesondere den „IT-seitige Netzanschluss“ (Abbildung der Anlagen in den IT-Systemen, insbesondere in den IT-Systemen der VNB). Es existieren zudem weiterhin keine einheitlichen Vorgaben zu Form und Unterlagen. Die für das Netzanschluss-Verfahren erforderlichen Unterlagen und Formulare sind bundesweit nicht einheitlich und unterscheiden sich von Netzgebiet zu Netzgebiet teils erheblich. Eine Digitalisierung ohne Standardisierung birgt die Gefahr, dass schlechte Prozesse nur digitalisiert werden und weiterhin Vorgaben von und zwischen Netzbetreibern unterschiedlich sind. Es wird ein **einheitlicher Netzanschlussprozess unter Beteiligung aller relevanter Akteure** für alle relevanten Energiewende-Technologien definiert und **sämtliche Meldeprozesse für PV-Anlagen, Wärmepumpen und Wallboxen** vollumfänglich und massentauglich darstellt.

Zügige Verschlinkung und Vereinheitlichung von Anschlussbedingungen (TAB)

Die Vielfalt der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) ist ein erhebliches Effizienzproblem. Viele Netzbetreiber fordern zu umfangreich diskutierten und gültigen Normen für den Netzanschluss noch spezifische Zusatzbedingungen ein, die nur in ihrem Netzgebiet gelten. Neben zahlreichen Normen des Energierechts und bundesweit anerkannten Regeln der Technik wie der VDE-N-TAR-4105 kann jeder der ca. 900 Netzbetreiber zusätzliche Anforderungen an den Anlagenbetreiber in seinen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) festlegen. Das kann nicht so bleiben. **Technische Anschlussbedingungen und andere Regeln der Technik müssen bundesweit einheitlich sein.** Bestehen keine bundesweit einheitlichen Regeln, so darf der Anlagenbetreiber die für ihn sinnvolle technische Umsetzung zur Erfüllung seiner Pflichten wählen. **Abweichende oder individuelle Technische Anschlussbedingungen je Verteilnetz sind grundsätzlich verboten.** Wir empfehlen dringend, in der zügigen Harmonisierung der TAB **aktiv die Expertise der Branche einzubinden**, denn nicht nur Netzbetreiber haben elektrotechnische Expertinnen und Experten. Die TAB-Debatte fast ausschließlich aus Netzbetreiberperspektive zu führen hat uns in die heute verfahrenere Situation gebracht. Der Branchendialog zu Beschleunigung der Netzanschlüsse sollte hierfür genutzt werden, den Knoten zu lösen. Ziel ist ein systematisches Überprüfen und zeitnahe Vereinfachung der aktuellen Regelwerke (Systematische Überprüfung der geltenden Regelwerke auf kostengünstigere technische Alternativen durch die Fachgremien aus Branche, Netzbetreibern und Wissenschaft). Es sollte ergänzend ein Verfahren zum Einbringen und Diskutieren von Vorschlägen aus der Branche an die Fachgremien (z.B. FNN) implementiert werden. **Zusätzlich sollte die Möglichkeit geschaffen werden, bei der BNetzA ein Überprüfungsverfahren für die technischen Regelwerke einzuleiten.** Dazu sollte im EnWG eine Zuständigkeit der BNetzA für diese Themen festgeschrieben werden.

Kein Abweichen von Normen (bzw. Abbau der bestehenden Abweichungen): Viele Netzbetreiber fordern zu breit diskutierten und gültigen Normen noch spezifische Zusatzbedingungen ein. Neben den ca. 10.000 Normen des Energierechts und bundesweit anerkannten Regeln der Technik wie der VDE-N-TAR-4105 kann jeder der 900 VNB zusätzliche Anforderungen an den Anlagenbetreiber in seinen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) festlegen. **Technische Anschlussbedingungen und andere Regeln der Technik müssen bundesweit einheitlich sein.** Bestehen keine bundesweit einheitlichen Regeln, so darf der Anlagenbetreiber die für ihn sinnvolle technische Umsetzung zur Erfüllung seiner Pflichten wählen. **Abweichende oder individuelle Technische Anschlussbedingungen je Verteilnetz sind grundsätzlich verboten.** (§ 19 Abs. 1 EnWG (nur noch bundesweite TAB), § 20 Niederspannungsanschlussverordnung (nur noch bundesweite TAB)). Die Bemühung der Standardisierung sind hier viel zu langsam und müssen beschleunigt werden. Dazu sollte auch der BMWK-Branchendialog zur "Beschleunigung von Netzanschlüssen" genutzt werden. Der bne verweist an dieser Stelle auch auf die **strukturelle Unausgewogenheit in den einschlägigen Normungsgremien.** So haben die VNB/FNN-Gremien (VNB: Verteilernetzbetreiber, FNN: Forum Netztechnik/Netzbetrieb) eine überproportional starke Position bei der Gestaltung der technischen Anschlussbedingungen. Die Interessen der Anbieterseite müssen in diesen Gremien stärker berücksichtigt werden.

Anmelde- und Wechselprozesse von Zählern voll digitalisieren

Um hunderttausende neue und bestehende PV-Systeme energiewirtschaftlich effizienter als bisher mit Zählern auszustatten ist es entscheidend, dass auch die Prozesse rund um die **Anmeldung und Wechsel von Zählern vollständig und einheitlich digitalisiert werden**. Eine digitale Abwicklung ermöglicht zudem eine bessere Transparenz und Dokumentation der Prozesse und trägt erheblich zum Bürokratieabbau und auch zur Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit bei. **Wechselprozesse von Zählern werden nach wie vor wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB) benachteiligt, da ein VNB auf die Stunde genau den Zählerwechsel bestimmen und den Wechsel beiwohnen darf**. Dies führt zu vollkommen unnötigem Terminabstimmungsaufwand, Mehrfachterminen, ineffizientem Personaleinsatz beim wMSB und beim VNB und zu Kosten, denen keinerlei Nutzen gegenübersteht.

Marktkommunikation: (Mako-)Kompetenzen der VNB stärken

Viele – selbst überregionale – Verteilnetzbetreiber (VNB) beherrschen die Prozesse der von der BNetzA festgelegten Marktkommunikation nicht. Das verhindert bundesweit einheitliche Prozesse und erschwert die Finanzierung. Der bne empfiehlt deshalb eine engmaschigere Kontrolle der Kompetenzen der VNB durch die Bundesnetzagentur. VNB sollten einmal jährlich gegenüber der BNetzA die Beherrschung sämtlicher Prozesse der MaKo bestätigen. Sollte beispielsweise die Beherrschung sämtlicher Prozesse der MaKo nicht innerhalb von 12 Monaten nach der Meldung an die BNetzA hergestellt sein, sollte die Nichtbeherrschung adäquat monatlich sanktioniert werden. Der Anlagenbetreiber erhält ein Recht, über die Webseite des VNB zu erfahren, welche Prozesse der Marktkommunikation der VNB noch nicht beherrscht. Dies beinhaltet auch ein Recht darauf, dass der VNB jede mangels Beherrschung der Prozesse abgelehnte Anfrage dokumentiert und diese Dokumentation an die BNetzA meldet.

Zu 3.6 – Akzeptanz stärken

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie und fehlende Punkte (Akzeptanzstärkung)

Bürgerenergie und vielfältige Probleme der Anlagenverklammerung von Solarparks im EEG

Die Stärkung der Bürgerenergie in der PV-Strategie ist wichtig und ist hinsichtlich der vorgeschlagenen Maßnahmen nachvollziehbar. Es bestehen **erhebliche Probleme bei der EEG-Flächenkulisse für Bürgerenergie**, die man im Solarpaket 1 lösen sollte. Dies spricht die PV-Strategie auch an. Wir möchten mit Nachdruck darauf hinweisen, dass man in diesem Kontext **auch die Anlagenzusammenfassung bei Solarparks modernisieren muss, da sich sonst EEG-, PPA- und Bürgerenergieprojekte in die Quere kommen werden**. Das Problem: Ein mit einer EEG- oder PPA-Anlage verklammerter Bürgersolarpark würde die 6 MW Schwelle überschreiten und sein Privileg verlieren. Die Standortkommune müsste sich entscheiden, welcher Solarpark nun Vorzug erhält - der Bürgersolarpark mit 1 MW oder die EEG/PPA-Anlage

mit z.B. 100 MW. Das kann nicht gewünscht sein. **Lösung: Nur Bürgerenergie-Solarparks untereinander verklammern, um den Missbrauch der Regelung auszuschließen.**¹³ Durch die kürzlich hinzugekommene baurechtliche Privilegierung von Solarparks, die wir kritisieren, wird das Problem noch virulenter. Würde z.B. in der Nähe eines Bürgersolarparks (auf privilegierter Fläche, z.B. an der Autobahn) ein anderer Solarpark (ebenfalls auf privilegierter Fläche, aber mit EEG-Zuschlag) jeweils ohne B-Plan entstehen, würde der Bürgersolarpark ebenfalls sein Privileg verlieren, wenn die verklammerte Leistung 6 MW übersteigt. Auch die Verklammerung mit "Hof-PV" Anlagen (sofern diese geregelt würden) wäre ein Problem, nicht nur für BEG-Solarparks, sondern auch für Solarparks mit Ausschreibungszuschlägen. Die verklammerte Leistung entspräche nicht mehr der Gebotsgröße und eine Zahlungsberechtigung kann formal nicht ausgestellt werden – z.B. wegen einer kleinen 100 kW Hof-PV-Anlage, die womöglich ohne B-Plan vollkommen zufällig in der Nähe entsteht. (Im Abschnitt zu Solarparks sind Lösungsvorschläge benannt.)

Die Erweiterung der Fachagentur Wind an Land um das Thema Photovoltaik ist sehr positiv

Um einen schnellen Ausbau der Photovoltaik zu ermöglichen, sind handelnde Akteure in Politik und Verwaltung auf transparente, fundierte, aktuelle und für Entscheidungsfragen aufbereitete Informationen angewiesen. Im Sinne der politischen Kontrolle und Justierung muss die Informationsbasis zum Ausbau deutlich verbessert werden, der Stand der Technik in aktuelle Entscheidungen einfließen und das **Monitoring der Ausbauentwicklung nahezu in Echtzeit** erfolgen. Die bisherige Strategie mittels ex-post-Betrachtungen in EEG-Erfahrungsberichten erweist sich als nachteilig, da sich der PV-Zubau in diesem Jahrzehnt von Jahr zu Jahr um jeweils mehrere Gigawatt ändern wird. Im Entwurf der PV-Strategie wird formuliert, dass der *"Fokus der Tätigkeit (...) dabei zunächst auf Freiflächenanlagen und deren Planungs- und Genehmigungsprozessen liegen"* soll, was aus unserer Sicht zu kurz greift. Die PV-Strategie sieht einen Zubau von 11 GW PV-Anlagen auf auf/an/in Gebäuden vor. Daher: **Die neustrukturierte Fachagentur sollte von Anfang an neben gefördertem und förderfreien Freiflächenanlagen auch Gebäude-PV-Anlagen in den Blick nehmen.** Der PV-Thinktank hat in einem Impulspapier den Zweck und die möglichen Aufgaben einer solche Fachagentur umfassend beschrieben.¹⁴

Korrekturen im §6 EEG (Kommunalbeteiligung) sind nötig

Der §6 EEG regelt die Kommunalbeteiligung an Solarparks. Es gibt in der Praxis zahlreiche Anwendungsprobleme, aus denen sich erheblicher Korrekturbedarf ableitet, der in der PV-Strategie benannt und im Solarpaket 1 behoben werden soll. Ein wichtiger Punkt ist dabei die **"Catch-All-Klausel"**, denn heute ist die Kommunalbeteiligung nicht für alle PV-Freiflächenanlagen rechtssicher möglich (z.B. Bauliche Anlagen, Solarparks mit Speicher, schwimmende PV-Anlagen ...). Wir empfehlen eine Negativ-Definition, d.h.

¹³ Die Anlagenverklammerung bei Solarparks ist durch Änderungen im EEG 2023, der Teilprivilegierung im §35 BauGB und einigen in der PV-Strategie angedachten Maßnahmen (z.B. "Hof-PV") zu einem erheblichen Unsicherheitsfaktor geworden, der im Solarpaket 1 korrigiert werden sollte. Weitere Ausführungen hierzu finden Sie im Abschnitt zu PV-Freiflächenanlagen.

¹⁴ 2022/01 | PV Think Tank | Fachagentur Photovoltaik https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2022/05/PV-TT_Impuls-01-Jan-2022-Fachagentur-Photovoltaik.pdf

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 Anlagen-daten vorzunehmen, die die PV-Produktion betreffen**, d.h. 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.

Zu 3.7 - 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.

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Energie- und Steuerrecht)

Umsatzsteuer-Jahreserklärung für PV-Kleinunternehmen aufheben

Die **Pflichtaufhebung zur Umsatzsteuer-Jahreserklärung für PV-Kleinunternehmen** wird begrüßt. Ebenso wird die **Auflösung der gewerbesteuerlichen Infizierung der Vermietungseinkünfte durch Lieferung von Strom** begrüßt. Die gewerbesteuerlichen Risiken zu lösen, wird aber nicht alleine bewirken können, dass z.B. Mieterstromprojekte in solchen Objekten umsetzbar werden. Es braucht einen neuen und möglichst marktorientierten Ansatz der Vor-Ort-Versorgung, siehe Abschnitt 3.3. In diesem Zusammenhang sollte die **Veräußerungsfälle von Betriebsvorrichtungen** geregelt werden. Mit dem Fondstandortgesetz wurden 2021 bereits wichtige Schritte unternommen, um bei ausgelagertem Betrieb von Energieerzeugungsanlagen und E-Ladestationen auf Betreiber (bspw. durch Contracting) eine gewerbesteuerliche Infizierung zu verhindern. Jedoch wurden im Zuge der gesetzlichen Erleichterungen mit dem

Fondsstandortgesetz zwar Mitvermietungsfälle berücksichtigt, nicht jedoch die Veräußerungsfälle für unschädlich erklärt. Es wird daher empfohlen auch bei Übertragung von Betriebsvorrichtungen im Ganzen oder ggf. auch nur einzelne Betriebsvorrichtungen (z. B. auf Betreiber / Kontraktoren von Energieerzeugungsanlagen) die erweiterte Kürzung zu erhalten.

Lösung des Hofübergabe-Problems bei Solarparks muss Priorität in der Solarstrategie haben

Nahezu alle Solarparks entstehen auf landwirtschaftlichen Flächen. Dabei ist es egal, ob sie als Planung innerhalb der EEG-Flächenkulisse, als Bürgersolarpark oder förderfreier PPA-Solarpark entstehen. Die nötigen Flächen werden über Jahrzehnte für Solarparks genutzt, weshalb **fast immer ein Generationenwechsel und damit eine Hofübergabe in den Landwirtschaftsbetrieben** in den Betriebszeitraum fällt. Solche Hofübergaben werden als **vorweggenommene Erbfolge umgesetzt**. Damit die Bauernhöfe erhalten bleiben, gibt es steuerliche Freibeträge, insbesondere bei der Erbschafts- und Schenkungssteuer. **Das Problem: Solarparks zehren diese steuerliche Freigrenze für die Hofübergabe auf, da Solarparkflächen wie Gewerbegebiete bewertet werden.** Weil die so entstehenden kurzfristigen Steuerforderungen bei einer Hofübergabe die Landwirtschaftsbetriebe in Gänze gefährden können, zögern aktuell Landwirte bei der Flächenbereitstellung für Solarparks. Wir schätzen, dass aktuell die erbschaftssteuerlichen Fragen bei einer zweistelligen Gigawatt-Zahl an Projekten eine Hürde darstellen.

Eine der wichtigsten Maßnahme im Querschnittsthema Energie- und Steuerrecht ist daher die **Zuordnung von Freiflächen mit PV-Anlagen zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen ermöglichen**. Essenziell dabei: **Diese Maßnahme darf nicht auf "Agri-PV" beschränkt sein, denn dies würde den weit-überwiegenden Teil der Probleme nicht adressieren.** Nahezu alle Solarparks innerhalb und außerhalb der Flächenkulisse des EEG entstehen auf landwirtschaftlichen Flächen. Daher haben nahezu alle Solarparks, die jetzt in Planung sind und die künftig errichtet werden (>> 10 GW/Jahr), sowie die Solarparks, die in den letzten sieben Jahren (wegen einer rückwirkenden Frist im Steuerrecht) das beschriebene Problem. **Die Lösung des Hofübergabe-Problems bei Solarparks muss Priorität in der Solarstrategie haben.** Diese Priorität sollte klar und eindeutig benannt werden.

Formulierungsvorschlag: "Durch eine Änderung im Bewertungsgesetz werden heute bestehende Problemstellungen bei der Hofübergabe von Landwirtschaftsbetrieben mit Solarparks gelöst. Diese Maßnahme vereinfacht und beschleunigt die Flächenbereitstellung sowohl für alle Formen von Solarparks."

Im Entschließungsantrag des EEG 2023 hat sich der Bundestag die Aufgaben gegeben, das Problem zu lösen. Eine Lösung muss für alle Solarparks nutzbar sein und auch bei Landbesitzern greifen, die keine aktiven Landwirtschaftsbetriebe mehr sind (z.B. aufgegebene Höfe). **Ein konkreter Vorschlag zur Änderung des Bewertungsgesetzes liegt vor** (siehe [LINK](#)) und löst das Problem.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Energie- und Steuerrecht)

Vereinheitlichung und Klarstellung bei der Grundsteuer bei PV-Freiflächenanlagen

Bei nahezu allen bestehenden und allen neuen Solarparks werden aufgrund des Grundsteuer-Reform von 2019 künftig jährlich deutlich höhere Grundsteuern fällig, mit sehr großen regionalen Unterschieden. Grund für diese regionalen Unterschiede ist die **bewertungsrechtliche Einordnung** eines Solarparks z.B. als Siedlungs- und Verkehrsfläche oder Gewerbefläche. In **Regionen mit hohen Bewertungen und hohen Hebesätzen** kann sich die Grundsteuer bei Solarparks für die Flächenbesitzer von z.B. bisher niedrigen dreistelligen Betrag €/ha*Jahr schnell verdreifachen, auf teilweise deutlich über 1000€/ha*Jahr. Dies **verteuert Solarstrom und eine solche Steigerung ist in alten Pachtverträgen und EEG-Zuschlägen nicht abgebildet**. Im Gegensatz zur Windenergie gibt es für Solarparks keine besondere Regelung bei der Grundsteuer im § 233 des Bewertungsgesetzes (BewG), der Sonderfälle bezüglich der Landwirtschaft regelt. Windkraft ist ein Sonderfall bei der Abgrenzung des land- und forstwirtschaftlichen Vermögens vom Grundvermögen, Solarparks sind dies jedoch nicht. Wir empfehlen, bei Solarparks die Grundsteuerregelung zu vereinheitlichen, durch eine **Anpassung des im BewG, um die regionalen Verzerrungen und die Extremfälle zu unterbinden**. In einem konkreten Vorschlag ([LINK](#)) für eine Anpassung des Bewertungsgesetzes werden auch Beispielberechnungen aufgeführt, die das Problem verdeutlichen. Eine frühzeitige Regelung ist auch ratsam, auch um erwartbare Klagen hinsichtlich der Grundsteuer zu vermeiden. Denn in Extremfällen wird der sogenannte Halbteilungsgrundsatz verletzt, weil sich für Flächenverpächter (in bestimmten Regionen) in der Spitze eine Gesamtsteuerbelastung deutlich über 50 % ergäbe.

Komplexe Stromsteuer-Bürokratie

Die Stromsteuer ist ein Quell von Bürokratie zwischen Anlagenbetreiber und Hauptzollamt. Weil Stromsteuer für den Verbrauch von Energie anfällt und größere PV-Dachanlagen und Solarparks in Zeiten ohne Erzeugung geringe Verbräuche haben, wird Stromsteuer jährlich zum Thema. Bis 1 MW gibt es eine generelle Stromsteuerbefreiung, zwischen 1 bis 2 MW eine Sonderregelung und über 2 MW ist jedes Jahr die Stromsteuer zu deklarieren (also berechnen und Formulare ausfüllen) und der Betrag abzuführen. Im Gegenzug kann man sich mit einem weiteren Formular die bezahlte Stromsteuer im nächsten Jahr wiedererstattet lassen, wenn die Erstattungsgründe nachgewiesen werden können. Bei den vielen PV-Dachanlagen in dieser Größenklasse mit Eigenverbrauchsanteilen ist die Frage nach der Stromsteuer, bzw. der Stromsteuerbefreiung noch einmal deutlich komplexer. In Erzeugungsanlagen (> 1 MW und insbesondere >2 MW) ist durch die **jährliche Stromsteuermeldung und den ebenso jährlichen Nachweis einer etwaigen Befreiung ein erheblichen Ressourceneinsatz** (Personal, Zeit, teilweise Messtechnik) nötig, **um in vielen Fällen rechtssicher festzustellen, dass keine Stromsteuer anfällt**. Da die Anlagenzahl von PV-Anlagen > 1 MW oder > 2 MW in den kommenden Jahren erheblich ansteigen wird, wird die **Summe der Stromsteuerbürokratie weiter ansteigen** – mit sehr fraglichem Nutzen aber erheblichen Belastungen von Fachkräften in den Unternehmen und den Hauptzollämtern. **Die PV-Strategie sollte einen Prüfauftrag enthalten, ob die Stromsteuerbürokratie konsequent abgebaut werden kann.**

Zu 3.8 – Lieferketten und wettbewerbsfähige, europäischer Produktion

Die Aussagen zum Aufbau einer europäischen PV-Industrie im Entwurf der PV-Strategie enttäuschen. Seit dem ersten Gespräch im BMWK gemeinsam mit SolarPower Europe, einer Reihe von Geschäftsführern vom Unternehmen und mit Herrn Krischer PSt. - damaliger Staatssekretär des BMWK - am 2. März 2022 ist inzwischen mehr als ein Jahr vergangen. Der bne hat sich mehrfach in den Prozess eingebracht, zuletzt beim 3. Roundtable am 21. Februar 2023. In dem Termin hatte der bne darauf hingewiesen, dass das BMWK im Rahmen der CAPEX-Förderung bereits sehr zeitnah Maßnahmen ergreifen kann, die so gestaltet werden können, dass zum einen **auf vorhandene Töpfe zugegriffen** werden kann und zum anderen eine **beihilferechtliche Genehmigung nicht erforderlich** wäre. Das BMWK könnte die Maßnahmen bereits im Frühjahr umsetzen und kommunizieren.

Beihilfegenehmigungsverfahren haben häufig unabhsehbare lange Zeitbedarfe – manchmal drei Monate, mitunter aber auch mehrere Jahre. **Bis das BMWK-Gutachten im Oktober vorliegt und daraus etatreife Operationalisierungsvorschläge erarbeitet wurden, wird es zu spät sein für den Bundeshaushalt 2024.** Die Dringlichkeit des Produktionsaufbaus erlaubt es aber nicht, auf den Bundeshaushalt 2025 oder bis nach der nächsten Bundestagswahl zu warten. Hingegen könnte man durch die Nutzung der Mittel aus dem 10-Mrd.-€-Zukunftsfonds des BMWK, die zudem in der Niedrigzinsphase sehr günstig und langfristig refinanziert wurden, durch Vermeiden beihilferechtlcher Verfahren und durch Nutzung bestehender Programmstrukturen und Teams innerhalb weniger Wochen starten. So wird zum Beispiel das über eine Mrd. € schwere BMWK-Venture-Debt-Programm „VTGF“ auch bereits im Einzelfall für die Absatzfinanzierung der Solarwirtschaft genutzt. Es reicht dann sogar aus, in einem solchen bestehenden Programm „Fenster“ zu öffnen, die den spezifischen Bedarfen der Transformationsindustrien Rechnung tragen. Der eine Mrd. € schwere BMWK-DeepTech & Climate Fonds trägt die Aufgabe „Klimatransformation“ seit ein paar Monaten bereits im Namen und kann durch ein spezifisches Programmfenster großvolumig für die Transformationsindustrien nutzbar gemacht werden.

Insbesondere schlagen wir ein **Pari-passu-Beteiligungsprogramm** vor, das es den Unternehmen ermöglichen würde, in deutlich größerem Umfang Eigenkapital in die Finanzierung einbringen zu können. Damit ließe sich dann die Produktion hochskalieren. Die sog. Pari-passu-Strukturierung, bei der **Private und Öffentliche immer anteilig zu den gleichen Konditionen und damit beihilfefrei investieren**, hat sich über Jahrzehnte in der Venture-Capital-Finanzierung des vom BMWK verwalteten ERP-Sondervermögens bewährt und hat dem Bund attraktive Wertsteigerungen und Gewinnrückflüsse gebracht. **Die Anschlussfähigkeit der Pari-passu-Strukturierung zu anderen zukünftigen Maßnahmen wie einer OPEX-Förderung oder EU-Maßnahmen ist uneingeschränkt gegeben**, da beihilfefreie, marktmäßige Finanzierungen uneingeschränkt kumulierbar sind mit beihilfebehafteten Maßnahmen. Dies macht die Pari-passu-Strukturierung optimal zukunftsfähig. Anschlussfähig wäre der Ansatz auch zu Ländermaßnahmen beim Produktionsaufbau, wie derzeit z. B. in Niedersachsen erwogen.

Es ist sinnvoll, als schnelle Maßnahme auf beihilfefreie, kommerziell bepreiste CAPEX-Programmmodule zu setzen, die erwarten lassen, dass die erfolgreich eingesetzten Zukunftsmittel später mit Gewinn an den Bund zurückfließen, und sich so unabhängig zu machen von langwierigen beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren. Dies müsste auch im Interesse des BMF sein. Wir schlagen vor, die bislang im Zukunftsfonds ungenutzten 2 Mrd. € für „separately managed accounts“ für eine „Sustainability Fazilität“ einzusetzen. Das Aufsetzen auf und Öffnung von bereits bestehenden Programmstrukturen und die Nutzung bestehender Investitionsteams auf Seiten des Bundes würde stark zur Beschleunigung beitragen.

Die PV-Industriestrategie sollte eine deutliche Absage an protektionistische Maßnahmen enthalten. Wir brauchen eine wettbewerbsfähige PV-Industrie, die einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele leisten kann. **Dabei sollte das Ziel sein, dass in der EU künftig Erzeugungskapazitäten entlang der Herstellungskette entstehen, mit denen mindestens 20 Prozent der globalen Nachfrage abgedeckt werden kann.** Letztere wiederum dürfte noch in diesem Jahrzehnt 1000 GW überschreiten und danach auf das mehrfache dieses Wertes ansteigen.

Zu 3.9 – Fachkräfte sichern

Um den schnellen Aufbau von Personalkapazitäten voranzutreiben, braucht es die aktive Unterstützung durch die Politik. Daher ist es richtig, dass für die Fachkräftesicherung ein Maßnahmenpaket vorgesehen ist. **Der Fachkräfteaufbau ist nicht nur in Unternehmen nötig, sondern auch in Behörden, Kommunen und der Verwaltung sowie in Disziplinen, die in PV-Projekten regelmäßig nötig sind (z.B. Biologen für die Artenkartierung im Planungsprozess von Solarparks).** Fach- und Spezialkräfte bei Installateuren, bei Netzbetreibern, Gutachtern oder in Verwaltungen sollten mit deutlich weniger Bürokratie belastet werden. **Kaum digitalisierte Prozesse, hunderte Formulare und keine einheitlichen Anlaufstellen kosten wertvolle Arbeitskraft.** Fachkräfte, die weniger unnötige Termine ausführen müssen, haben mehr Zeit für die Planung, Genehmigung und Installation von Wärmepumpen, Wallboxen und Photovoltaik-Anlagen. **Auch die Inbetriebsetzung von einfachen Anlagen sollte von Fachkräften selbst ausgeführt werden dürfen.** Generell ist es wichtig, das verfügbare Personal gut einzusetzen: Bei Großanlagen sind träge Prozesse und Bürokratie das Problem, weniger mangelndes Personal. Für Solarparks und große Dachanlagen werden Montagetrupps aktiviert, wenn Projekte baureif sind.

Anmerkungen zum Entwurf der PV-Strategie (Arbeits- und Fachkräfte)

Die im Entwurf der PV-Strategie vorgeschlagenen Maßnahme zur Fachkräftesicherung sind richtig, aber ausbaufähig. Wichtig ist, dass der **Fachkräfteaufbau flächendeckend und qualifikationsübergreifend** erfolgt, weshalb auch von einer **Arbeit- und Fachkräftesicherung** gesprochen werden sollte. Die vorgeschlagenen spezifische Maßnahmen und Programme greifen hier zu kurz, den die benannten (Pilot-)Programme helfen der Kommunen die einen Kümmerer für Solarparkprojekte, der unteren Naturschutzbehörde mit zu wenig Personal aber auch dem expandierenden Unternehmen außerhalb der Projektregionen wenig. **Staatliche Einheiten (Verwaltungen, Kommunen, Behörden) brauchen eine bürokratiearme Finanzierung des Personalaufbaus und der Digitalisierung der Abläufe, um vorhandenen Personal zu entlasten.**

Unternehmen brauchen **Planungssicherheit für den Personalaufbau durch stabile Regeln** (viele im EEG ist gut. Die Regelungen des EEG 2023 müssen wirken können, bevor man sie wieder ändert) **und eine schnelle Modernisierung der Berufsbilder.** Wir wissen, dass wir unsere Haustechnik, unsere Mobilität und die Industrie umfangreich elektrifizieren. **Elektrotechnik bzw. elektrotechnische Qualifikationsbausteine** müssen daher eine einfach verfügbare Zusatzqualifikation in der Ausbildung und ein **essenzieller Bestandteil vieler für die Photovoltaik relevanten Berufe** werden.

Fachkräfte aus Drittstaaten: Es braucht **Anpassungen im Fachkräfte-Einwanderungsrecht**, dessen Novellierung bereits begonnen wurde. Daher sollte im **Solarpaket 1** folgende drei Punkte enthalten sein:

- Zugang zu Sprachschulungen massiv vereinfachen und Schulungen beschleunigen (B1-Niveau muss ausreichen),
- Anpassungsqualifikationen auf ein Mindestmaß reduzieren
- Berufsanerkennungsverfahren verkürzen und vereinfachen nach einer Vorabprüfung der Anerkennungswürdigkeit seitens ProRecognition
- Energiewenderelevante Berufe und Unternehmen sollten bei der Bearbeitung der Anerkennungsanträge priorisiert werden, um Engpässe zu vermeiden – durch **Schaffung höherer Kapazitäten bei der IHK FOSA** können die Bearbeitungszeiten hier weiter verkürzt werden. Schließlich sollte ein Förderprogramm aufgelegt werden, das Teile der Kosten für die Antragsstellung, Sprachkurse und Transfer abdeckt, um finanzielle Belastungen für Unternehmen zu reduzieren.

Stärkerer Fokus auf Kurzschulungen: Zahlreiche Arbeiten zur bei der Installation von PV-Anlagen sind auch von nichtqualifizierten Arbeitskräften ausführbar (z.B. Montagetrupps in Solarparks oder bei großen Dachanlagen, aber auch die mechanische Anlageninstallation bei Kleinanlagen). Das **Potenzial von Nichtqualifizierten sollte in der PV-Strategie klar benannt werden**. Im Handwerk sollte auch eine **Anerkennung als berufliche Qualifikation nach definierten Praxisphase** erfolgen können, um solche Kurzschulungen auch für als Weg in den ersten Arbeitsmarkt attraktiv zu platzieren.

Fehlende Punkte in der PV-Strategie (Arbeits- und Fachkräfte)

Digitalisierung und Fachkräfteaufbau in der Verwaltung (Behörden, Bauämter- Naturschutzbehörden)

Eine konsequente Digitalisierung der Verwaltung inklusive angemessener Finanzierungsabsicherung für die Verwaltungen ist nötig, um die Produktivität der verfügbaren Fachkräfte in den Behörden selbst und bei den anfragenden Unternehmen zu erhöhen. **Papierprozesse und manuelle Nachfragen (und Antworten) zum Projektfortschritt kosten effektive Arbeitskraft auf beiden Seiten**. Wo immer es geht, sollten Prozesse vereinfacht, digitalisiert und bestenfalls automatisiert werden (z.B. Fristen zur Dokumentenvollständigkeit). Zudem sollte geprüft werden, welche Prozesse in der Verwaltung mit **Genehmigungsfiktionen** versehen werden können und ob die Option einer Genehmigungsfiktion für bestimmte Prozesse den einzelnen Verwaltungen selbst rechtssicher überlassen werden kann.

Zugang zu elektrischen Betriebsstätten vereinfachen (z.B. nach Unterweisung)

Solarparks sind elektrische Betriebsstätten. Die Flächenbewirtschaftung erfordert es, dass auch Personal ohne eine elektrotechnische Ausbildung für die Flächenbewirtschaftung (Mahd, Beweidung, Pflege), aber auch für die Nachweiskontrolle von z.B. Biodiversitätsmaßnahmen (Biologen, Gutachter) die Anlagen betreten muss und sich in diesen selbstständig aufhalten. Dies muss nach einer einfachen Unterweisung und ohne Aufsicht rechtssicher möglich sein.

Zu 3.10 – Technologieentwicklung voranbringen

Die strategischen Ziele im Forschungsbereich Photovoltaik für das 8. Energieforschungsprogramm sind treffend beschrieben. Wenn es das Ziel ist, dass die deutsche und europäische Industrie international wettbewerbsfähig werden soll, dann müssen auch die F&E-Mittel deutlich nach oben angepasst werden. Neue Forschungsfelder wie solare Mobilität - Integration in Fahrzeugtechnik - sollten erschlossen werden. Es sollte ergänzt werden, dass ein **Forschungsschwerpunkt die Flächennutzung Solarparks** und damit verbundenen Synergieeffekte z.B. hinsichtlich der Biodiversitätsentwicklung aufgenommen wird. Die **Forschung zur Biodiversitäts-PV, bzw. zur extensiven Agri-PV** sollte die Forschung zur klassischen Agri-PV ergänzen. Reallabore sollten groß gewählt werden.

Zu 3.11 – Europäische Instrumente

Temporären EU-Beihilferahmen nutzen: Zinsgünstige Kredite über das KfW-Programm 270

Durch die Zinswende sind auch die Finanzierungskosten erneuerbarer Energien deutlich angestiegen. Die BNetzA hat entsprechend reagiert und den gesetzlichen Rahmen, die Höchstwerte bei den Ausschreibungen anzupassen, voll ausgeschöpft. Die Kostensteigerungen schlagen auch im Kleinanlagensegment durch. Eine kurzfristige Anhebung der Einspeisevergütung scheint hier umständlich. Am 9. März 2023 hat die EU-KOM einen neuen **Temporärer EU-Beihilferahmen** angenommen, der bis 31.12.2025 gilt. Vorgeesehen sind Investitionsbeihilfen für die Herstellung „strategischer Ausrüstungen wie Batterien, Solarpaneele, (...) Wärmepumpen“. Dieser **Spielraum sollte genutzt werden, z.B. für die Absenkung der Zinssätze im KfW-Programm „Erneuerbare Energien Standard (270)“** darstellen.

Strombinnenmarkt: Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (NF-SDL) aus Solarkraftwerken

Es sollte eine Prüfung erfolgen, ob die Innovationsausschreibung des EEGs genutzt werden kann, **nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (NF-SDL) wettbewerbsfähig 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 wettbewerbsfähig 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 wettbewerbsfähig 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 der bessere Ansatz.

Weitere Themen

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.¹⁵ Darüber hinaus haben gebäudeintegrierte PV-Anlagen eine **transformative Wirkung**¹⁶ 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.¹⁷

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

¹⁵ Haustec, Bauwerkintegrierte Photovoltaik: Zusatzkosten niedrig halten, Mai 2022, [Link](#)

¹⁶ Der „Ansteckungs-Effekt“ nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, [Solarserver](#), [PV-Magazine](#)

¹⁷ Communication EU Solar Strategy COM(2022)221, 18.Mai 2022, [Link](#)

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 Elektrobus-Förderprogramme aufsetzen)

Maßnahmenpaket zur Innovationsausschreibung sowie zu den Wasserstoffausschreibungen im EEG

In der Innovationsausschreibung werden ausschließlich Anlagenkombinationen aus Solarparks mit Batteriespeichern bezuschlagt. Auch bei den beiden neuen Wasserstoffausschreibungen im EEG werden voraussichtlich die allermeisten (wenn nicht alle) Projekte als Kombination mit Solarparks umgesetzt, da der Planungsprozess zu Windenergie-An-Land für solche Projekte zu risikoreich ist und zu lange dauert. Daher sollte die PV-Strategie auch einen Abschnitt zu **“Solaranlagen in Ausschreibungen außerhalb von Segment 1 und Segment 2”** enthalten. Wichtigste Maßnahmen sind:

- **Speicherladung aus dem Netz bei Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung zulassen (in bestehenden und künftigen Anlagenkombinationen).** Heute ist die Nachladung der Speicher nur aus den zugehörigen Solarpark zulässig, was faktisch dazu führt, dass Speicher nachts und im Winterhalbjahr kaum nutzbar sind und Dienstleistungen in denen ein Netzbezug nötig ist (z.B. Regelenergie, Blindleistung, ...) nicht möglich sind. Selbst der Strom aus einem benachbarten Windpark darf nicht verwendet werden. Damit sind die Speicher in den Wintermonaten kaum nutzbar. Zugleich könnten die Gebote niedriger ausfallen. Grün- und Graustrom müssten natürlich messtechnisch getrennt werden.
- **Schrittweise Weiterentwicklung der Speicherkapazität** im Verhältnis zur Anlagengröße
- **Zuschlagsfähigkeit der Innovationsausschreibung in „benachteiligten Gebieten“ regeln.** Im §37c EEG führt die Einschränkung auf „Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments“ dazu, dass in der Innovationsausschreibung keine Zuschläge in benachteiligten Gebieten

vergeben werden können und daher dieser Teil der Flächenkulisse in der Innovationsausschreibung nicht nutzbar ist. Dies ist eine unnötige und womöglich unbeabsichtigte Einschränkung. Die Änderung würde dazu beitragen, Unterzeichnung in der Innovationsausschreibung zu vermeiden. Eine **wirkungsgleiche Änderung sollte auch für die Wasserstoffausschreibungen im EEG** (§28e und §28f EEG) umgesetzt werden.

- **Prüfung, ob die Innovationsausschreibung genutzt werden kann, nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, STATCOM Betrieb, ect.) wettbewerblich zu beschaffen.** 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 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 der bessere Ansatz.
- **Direktleitungen vereinfachen** Die Nutzung von Direktleitung für Wasserstoff sind ein zentraler Bestandteil des delegierten Rechtsaktes der EU-Kommission für einen grünen Wasserstoff. Die EnWG-Definition sollte so überarbeitet werden, damit Elektrolyseure dort stehen können, wie sie viel sinnvoller errichtet werden können: in Gewerbegebieten, abgesetzt vom Solarpark (bzw. Windpark). Dies **löst zahlreiche Probleme bei Elektrolyseanlagen** (kein Wasseranschluss im Solarpark, kein Abnehmen für die Abwärme oder den Wasserstoff in Solarpark. Kein komplexes Bauvorhaben eines Elektrolyseurs und eines Wasserstoffspeichers im Außenbereich. Stattdessen einfaches Baurecht im Gewerbegebiet für Elektrolyse-Anlagen, ...). Einen konkreten Formulierungsvorschlag finden sie [hier](#).

Auf Photovoltaik zu setzen, ist die sichere und schnelle Strategie. Solarparks sind dabei der Ausbau-Booster, der 2023 Wirkung entfalten kann – wenn man die richtigen Hebel umlegt.

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.