Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin

Fon: +49 30 400548-0
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

Stellungnahme

EEG 2027 & Netzanschlusspaket

Berlin, 29.07.2026 (Aktualisierung, Kabinettbeschluss vom 29.07.2026)

Gemeinsame Stellungnahme zum Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zum „Gesetz für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“ (EEG 2027), sowie zum „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ (Netzanschlusspaket).

- Einschätzung des bne zum EEG 2027 & Netzanschlusspaket
- Hinweise zum EnWG (Netzanschlusspaket)
- Hinweise zum EEG (EEG 2027)
- Weitere Themen

Hinweis: Das Netzanschlusspaket und das EEG 2027 muss zusammen betrachtet werden, da es viele Wechselwirkungen gibt. Daher hat der bne eine gemeinsame Stellungnahme erstellt. Im Folgenden finden die Empfehlungen des bne im Überblick. Detaillierte Empfehlungen zum EnWG, zum EEG 2027 sowie zum MsBG finden sie im Anschluss.

Einschätzung des bne zum EEG 2027 & Netzanschlusspaket

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Netzanschlusspaket die prioritären Aufgaben in der Netzkrise nicht oder schlecht löst und offensichtlich vorrangig darauf ausgelegt ist, den Zubau von Wind- und Solarpark zu erschweren. Das EEG hingegen drosselt den Zubau von Photovoltaik Dachanlagen sowie von Biogas und Biomethan.

Langfristige Planungssicherheit der Branche wird unnötig beeinträchtigt

Die Vorschläge zur „Synchronisierung“ von Netz- und Anlagenbau stehen **im Widerspruch zum Koalitionsvertrag, der eine Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Erneuerbaren Energien Ausbau vorsieht** und damit allerdings nicht ein Abbremsen der gesamten strombezogenen Wirtschaft, wie im Gesetzentwurf vorgenommen meint. Denn da sich der Koalitionsvertrag im Raum geltenden Rechts bewegt und dort in § 11 S.1 EnWG explizit der bedarfsgerechte Ausbau der Netze nach den Anforderungen des „Verkehrs-, Wärme-, **Industrie**- und **Strombereich**“(s) festgelegt ist verbietet sich jede andere Vorgabe. Die Netze sind laut EnWG also **wirtschaftsdienlich** „zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen". Die in den vorliegenden Entwürfen erfolgte rechtswidrige Fehlinterpretation des Koalitionsvertrages würde in der Praxis den Fortschritt aller auf Strom und das Stromnetz angewiesenen Wirtschaftszweige verringern. Statt die Schwächen beim Netzausbau, der Netzdigitalisierung und den daraus folgenden Mangel bei der Vergabe von Netzanschlüssen offen anzugehen, werden u.a. die Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien zusätzlich erschwert. Dadurch werden **Investitionen und die langfristige Planungssicherheit der Branche unnötig beeinträchtigt** und wichtige europäische Vorgaben bleiben unberücksichtigt. Der Ausbau von EE-Anlagen, Speichern und neuen Verbrauchern sowie der Netzausbau kann und muss so aufeinander abgestimmt werden, dass alle Bereiche gleichzeitig voranschreiten. Diesem Ansatz verweigern sich die Überlegungen des Ministeriums.

Wir sind in einer Netzkrise, die ein Standortnachteil Deutschlands ist

Viele der heutigen Probleme entstehen, weil Netzanschlussverfahren bei zahlreichen Verteilnetzbetreibern zu langsam, zu wenig transparent und nicht ausreichend standardisiert sind. **Die mangelhafte Digitalisierung der Netze kostet uns Wohlstand.** Anstatt genau dort anzusetzen, erweitert das Netzanschlusspaket an mehreren Stellen die Handlungsspielräume für netzbetreiberseitige Verzögerungen und begrenzt zugleich die Möglichkeiten von Erneuerbaren-Anlagen und Speichern. Damit droht sich das Tempo der Energiewende am schwächsten Prozess- und Ausbauniveau zu orientieren – statt an den leistungsfähigsten und modernsten Akteuren. **Deutschland kann die Energiewende nicht länger im Tempo der langsamsten Netzbetreiber organisieren.** Wir brauchen Netze und Netzbetreiber die wirtschaftsdienlich sind. Ein modernes Industrieland braucht bundesweit schnelle, digitale und verlässliche Anschlussprozesse. Das Gesetzentwurf zum Netzanschlusspaket hätte hier einen Qualitätssprung auslösen müssen, bleibt aber hinter dem Erforderlichen deutlich zurück. Im Ergebnis wird die Netzkrise verlängert und Deutschlands Standortnachteil wächst.

Redispatch-Vorbehalt streichen

Besonders kritisch bewertet der bne, dass der Redispatch-Vorbehalt – wenn auch in abgeschwächter Form – erhalten bleibt. **Der bne empfiehlt, den Redispatch-Vorbehalt auf keinen Fall umzusetzen.** Die **Ziele des Netzanschlusspakets werden bereits vom vorgesehenen Baukostenzuschuss adressiert bzw. sollen und können zusätzlich mit der „systemdienlichen Netzanschlussleistung“ (SAL) erreicht werden**. Der bne hält bei einer Umsetzung des Redispatchvorbehalts eine pauschale Kürzung der Entschädigung um bis zu 20 Prozent für unionsrechtswidrig. Allenfalls eine geringfügige Kürzung im Bagatellbereich von unter zehn Prozent könnte gegebenenfalls vertretbar sein.

Zudem muss klar geregelt sein, dass die Kosten der Ersatzbeschaffung beim entschädigungslosen Redispatch nicht zusätzlich beim Anlagenbetreiber anfallen. Die Risiken für Anlagenbetreiber können hier erheblich sein. Netzbetreiber müssen die Informations- und Abrechnungsprozesse im Redispatch endlich in den Griff bekommen. Der aktuelle Zustand der Redispatch-Abrechnung ist ungenügend und nicht haltbar.

Solarleistung system- und marktfreundlich begrenzen – statt mit dem Rasenmäher. Speicher jetzt ermöglichen

Die im Netzanschlusspaket vorgesehene pauschale Begrenzung der Wirkleistung großer Solaranlagen überzeugt nicht, da sie unabhängig von der konkreten örtlichen und regionalen Netzsituation und den Flexibilitätspotenziale moderner Anlagen ist. Besser wäre eine systemdienliche Bewertung der Anschlussleistung, die Einspeiseprofile und die Überbauung der Netzanschlüsse mit Speichern beachtet – und damit Speicher ausdrücklich als system- und marktfreundliche Anlagenbestandteile vorsieht. Wo Engpässe bestehen, sollten zunächst die technisch besseren Lösungen genutzt werden: Speicher am gemeinsamen Netzanschluss können Strom aufnehmen, der andernfalls abgeregelt würde, und ihn zeitversetzt einspeisen. Speicher an Erneuerbare Energien-Anlagen werden von Verteilnetzbetreibern stattdessen vielfach blockiert. Batteriespeicher sind aber das neue Normal.

Speicher müssen während Redispatch-Zeiten Strom aufnehmen dürfen, der später wieder eingespeist wird. Das ist eine technisch und wirtschaftlich sehr einfaches Gebot. Dies wird durch das Netzpaket aktuell nicht adressiert. **Im EnWG muss daher die Zwischenspeicherung beim Redispatch eindeutig geregelt werden.** Aktuelle Workarounds scheitern in der Praxis, weil Verteilnetzbetreiber heute unfähig sind, den Redispatch mit Co-Location-Speichern durchzuführen und abzurechnen. Hier ist schnelle Abhilfe vorzuschreiben. Zudem müssen verbindlich zulässige Graustrommengen möglich sein (wie im EEG bereits angelegt), damit die Speicher systemdienlich betrieben und freie Netzkapazitäten effizient genutzt werden können.

Spitzenkappung muss auch Netzbetreiber verpflichten Planungsgrundsätze zu ändern

Es ist sinnvoll, dass im Netzpaket das **eine systemdienliche Anschlussleistung (SAL) in Form einer Spitzenkappung** vorangebracht wird. Das Konzept wirkt aber nur, wenn Netzbetreiber in ihren Netzplanungsgrundsätzen und bei Netzverträglichkeitsprüfungen die Spitzenkappung auch anwenden und dadurch Netzanschlüsse für zusätzliche Anlagen bereitstellen können. **Der Entwurf des Netzpakets setzt dies nicht um und entkernt damit das SAL-Konzept.** Es ist unverständlich warum, der Entwurf auf der einen Seite eine Spitzenkappung bei Erzeugungsanlagen deutschlandweit vorsieht, auf der anderen Seite aber den Verteilungsnetzbetreibern **nicht dazu verpflichtet ebendiese Spitzenkappung in ihren Netzverträglichkeitsprüfungen anzuwenden.** Es ist notwendig, dass der § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG entsprechend angepasst wird.

Individuelle „Verhandlungen“ über Netzanschlussbedingungen sind nicht effektiv

Unsere grundsätzliche Kritik richtet sich gegen die Festschreibung einer Regulierung, die den Verteilnetzbetreibern zu viel Ermessensspielraum einräumt, ohne gleichzeitig hinreichende Transparenz- und Effizienzpflichten aufzuerlegen. Die aktuelle Netzkrise und die resultierende Knappheit an Netzanschlüssen zeigt, dass dieser Ansatz nicht funktioniert. **Das von Netzbetreibern präferierte System der individuellen, oft langwierigen Verhandlungen über Netzanschlussbedingungen sind vor dem Hintergrund zeitgemäßer Anforderungen der Wirtschaft und dem Massengeschäft der Energiewende nicht effektiv**. Wir beobachten eine massive Interessen- und Risikoasymmetrie**:**

VNB tragen kein wirtschaftliches Risiko für Verzögerungen, während z.B. Projektierer bei verspätetem Netzanschluss oder unvorhergesehenen Abregelungen existenzbedrohende Einnahmeverluste erleiden. Mit dem Netzpaket werden mit Maßnahmen wie dem „Redispatch-Vorbehalt“ oder den von VNB errichteten „Einspeisenetzen“ die Finanzierungsbedingungen derart mit zusätzlichen Risiken aufgeladen, dass sich der Ausbau verlangsamen wird; dies um den zu langsamen Netzbetreibern wiederum noch mehr Zeit zu gewähren, die Infrastruktur auszubauen. Das ist ein Rückschritt gegenüber den heutigen Regelungen und wie oben dargelegt rechtswidrig.

Flexible Netznutzung als gesetzliches Schuldverhältnis direkt im EEG verankern

Um den Flaschenhals Netzanschluss aufzulösen, empfiehlt der bne eine Abkehr vom Trend zu individuellen Verhandlungen hin zu gesetzlich normierten Standardprozessen. **Die flexible Netznutzung muss als gesetzliches Schuldverhältnis direkt im EEG verankert werden.** Dies schafft Rechtssicherheit ab dem Moment der Standortwahl und begrenzt den willkürlichen Spielraum der Netzbetreiber. **Wir empfehlen die Umsetzung von flexiblen Netzanschlussregelungen im EEG (vgl. „bne-Überbauungsvorschlag“)**[1] Eine gesetzliche Regelung eines Anspruchs auf flexible Netznutzung ist eine sinnvolle **Ergänzung zu individuell verhandelten flexiblem Netzanschlussvereinbarungen (FCA)** und sichert anstatt eines „Redispatch-Vorbehalts“ die Finanzierungsgrundlage für den Ausbau. Zudem kann eine gesetzliche Regelung eines Anspruchs auf flexible Netznutzung im EEG auch besser auf anderen notwendigen Anpassungen im EEG2027 abgestimmt werden, wie z.B. der Einführung von CfD. Das schafft Planungssicherheit.

Ablehnungsrechte für Netzanschlüsse begrenzen, Prozesse modernisieren

Rechtswidrig und sachlich kontraproduktiv ist es zudem, die Rechte der Verteilnetzbetreiber zur Ablehnung von Netzanschlüssen für Erneuerbare-Energien-Anlagen dezidiert festzuschreiben und teilweise auch noch auszuweiten. **Das Netzanschlusspaket erlaubt den Verteilnetzbetreibern ihre Prozesse zur Netzanschlussreservierung individuell festzusetzen.** Wenn lange Bearbeitungszeiten, uneinheitliche Verfahren und fehlende Informationen zentrale Ursachen des Grid-Locks sind, kann die Antwort nicht in zusätzlichen Ablehnungsmöglichkeiten liegen. Verbindliche Bearbeitungsfristen, transparente Angaben zu verfügbaren Anschlusskapazitäten, standardisierte und digitale Verfahren und nachvollziehbare Begründungen für Ablehnungen sind notwendig und greifen nur, wenn wirksame Sanktionen bei Pflichtverletzungen ergänzt werden. **Auch Netzbetreiber müssen bei der Vergabe von Netzanschlüssen die finanziellen Folgen tragen, wenn sie weiterhin langsam sind oder ihre Netze schlecht ausnutzen. Netzanschlusspaket sieht dies nicht vor.** Netzbetreiber dürfen außerdem den Anschluss nur unter strengen Voraussetzungen und bei konkret nachgewiesenen Kapazitätsmängeln verweigern oder einschränken, wie ein Gutachten der Stiftung Umweltenergierecht analysiert. Darin wird klargestellt, dass ein Verzicht auf finanzielle Ausgleiche laut EU-Recht zwingend auf einer echten Freiwilligkeit ohne strukturellen Zwang basieren muss.[2]

Transparenz und Verbindlichkeit stärken, „Schaltfeldtransparenz“ erreichen

Die im Netzanschlusspaket vorgesehenen Anforderungen an Transparenz und Netzanschlussprozesse fallen dafür deutlich zu mild aus. Schwache und langsame Prozesse der Verteilnetzbetreiber sind inzwischen ein Hauptengpass für den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Speichern.

[1] https://www.bne-online.de/flexible-netznutzung-im-eeg-statt-individueller-netzanschlussvertraege/

[2] https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2026/07/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_50_Begrenzung-Netzanschluesse_EU-Recht.pdf

Diese Fehlstelle muss sowohl im parlamentarischen Verfahren zum Netzanschlusspaket als auch im angekündigten Verteilnetzpaket korrigiert werden. Es braucht zudem „Schaltfeldtransparenz“ in den Umspannwerken der Verteilnetzbetreibern. Dies ist eine Grundvoraussetzung für die Überbauung von Netzanschlüssen.

Es fehlen verbindliche Qualitätsstandards für VNB

Ein zentrales Versäumnis der aktuellen Reformvorschläge ist das Fehlen eines verbindlichen Qualitätsstandards für VNB. **Ein „ordentlicher Netzbetreiber“ muss im digitalen Zeitalter u.a. verpflichtet werden, sein Netz transparent abzubilden.** Stattdessen werden den Anlagenbetreibern neue Hürden wie der Redispatch-Vorbehalt auferlegt, die die Finanzierung über Banken erheblich erschweren („Unbankability“). Zudem muss die Digitalisierung der VNB-Prozesse durch strikte Fristen und Sanktionen bei Untätigkeit oder unzureichendem Service erzwungen werden. Bei Netzbetreibern, die den Anforderungen einer effizienten wirtschaftsdienlichen Netzführung und eines ebensolchen Ausbaues nicht genügen, muss eine Überprüfung der notwendigen Leistungsfähigkeit zum Erhalt der Konzession erfolgen.

Die Überarbeitung der Netzanschlussverfahren ist überfällig. Der Entwurf ist bei Weitem nicht ausreichend und schreibt teilweise den Ist-Zustand fest

Die Überarbeitung der Netzanschlussverfahren (§§ 17a–17f EnWG im Netzpaket) braucht mehr Leitplanken: Das Netzanschlussverfahren muss einheitlicher, digitaler und transparenter werden. Der bne sieht erheblichen Nachbesserungsbedarf, um bürokratischen Wildwuchs zu verhindern. Während die Vorgabe eines genehmigungspflichtigen Verfahrens für das Übertragungsnetz (§ 17a EnWG) hier als sachgerecht bewertet wird, kritisieren wird die geplante Flexibilität bei der Priorisierung von Netzanschlussbegehren (§ 17b EnWG): Industriepolitische Entscheidungen dürften keinesfalls den Netzzugang nach § 8 EEG einschränken oder gar rein in das Ermessen der VNB gestellt werden. Stattdessen braucht es bundeseinheitliche, transparent angewendete Kriterien, um Spekulation einerseits und unberechtigte Depriorisierung durch VNB andererseits abzufangen. Bei der Transparenz verfügbarer Netzkapazitäten (§ 17c EnWG) greift der Entwurf nach Auffassung des bne zu kurz. Hinsichtlich der Informationspflichten und Fristen (§ 17d EnWG) plädiert die Stellungnahme für verbindliche 8-Wochen-Bearbeitungsfristen samt Sanktionen bei Überschreitung, automatische Vollständigkeitsbestätigungen und vollkommen vereinheitlichte digitale Standardprozesse. Die verpflichtende Nutzung digitaler Portale ab 2028 (§ 17e EnWG) wird begrüßt, essenziell ist jedoch eine durchgängige Maschinenlesbarkeit und vollständige Systemharmonisierung. Der bne warnt vor unzureichenden Leitplanken bei der Reservierung von Netzkapazitäten (§ 17f EnWG). Um wenigstens zu vermindern, dass die einzelnen VNB individuelle Lösungen festschreiben, die die Bundesnetzagentur mangels Kapazitäten nicht prüfen kann, sollte eine verpflichtende einheitliche Veröffentlichung der Reservierungsprozesse auf vnb-digital.de, erfolgen. Dies erlaubt die Prüfung durch die Branche und vermeidet den schlimmsten Wildwuchs.

Finanzierbarkeit von Anlagen sicherstellen (im Kontext des Netzpakets)

Das EEG 2027 markiert zwar einen Wendepunkt für die Energiewende, indem es Marktintegration und mehr Eigenverantwortung der Akteure stärker in den Mittelpunkt stellt. **Der Entwurf des EEG 2027 muss zudem im Kontext des Netzpakets und der aktuellen Reform der Netzentgelte gesehen werden**. Je nach Ausgestaltung (z.B. Einführung eines „Redispatch-Vorbehalt“, BZK, Einspeiseentgelte) verändern diese die Grundlagen der Anlagenfinanzierung erheblich.

Korrekturbedarf: Der EEG-Entwurf ist inkompatibel mit dem PPA-Markt

Mit den Vorschlägen im EEG 2027 und Netzpaket wird der PPA-Markt vollkommen verschwinden, was insbesondere mittelständische Unternehmen erheblich schadet, die sich mit PPA gegenüber Energiepreisschwankungen absichern möchten. Das ist krass wirtschaftsstandortgefährdend. Der EEG-Entwurf **verhindert marktübliche PPA mit EEG-Anlagen im Marktprämiensystem.** Damit wird der EEG-abgesicherte PPA-Neuanlagenmarkt abgeschafft, zulasten höherer Förderkosten. Es bedarf einer Änderung, die eine **PPA-Finanzierung von Anlagen die neu in Betrieb gehen** zulässt **(„Starter-PPA“, „Mittelstands-PPA“)** – kompatibel mit der CfD-Einführung. Auch bei Kleinanlagen ist der grundsätzlich wünschenswerte Weg in die Direktvermarktung noch keineswegs reibungsarm gestaltet. Mittelstandsunternehmen konnten bislang über das EEG abgesicherte PPAs abschließen. Bezuschlagte Projekte sind nach Inbetriebnahme in die sonstige Direktvermarktung gegangen und haben vor allem mit mittelständigen Unternehmen PPAs abgeschlossen. Erst nach Auslauf der PPAs sind die Projekte dann in die Marktprämie gewechselt. Die EEG-Absicherung war Voraussetzung der Finanzierung seitens der Banken. Der Gesetzentwurf schließt diesen Weg aus, womit künftig diese Mittelstands-PPAs nicht mehr möglich sind Im CfD-Vorschlag fehlt ein Marktrahmen für PPAs, damit Stromlieferungen für den Mittelstand ab dem Tag eins möglich werden. Wie heute im EEG möglich, müssen auch künftig im CfD-Modell “Starter-PPA” erlaubt sein. Dafür muss die Passage gestrichen werden, die es verbietet, erst ein PPA zu machen und danach in den CfD zu gehen.

Flexible Netznutzung als Standardvorgabe direkt im EEG verankern

Um den Netzanschluss als Flaschenhals aufzulösen, empfiehlt der bne eine Ergänzung des Trends zu individuellen Verhandlungen um einen gesetzlich normierten Standardprozess. **Die flexible Netznutzung muss als gesetzliche Standardvorgabe direkt im EEG verankert werden.** Dies schafft Rechtssicherheit ab dem Moment der Standortwahl und begrenzt den willkürlichen Spielraum der Netzbetreiber (bne-Gutachten).

EEG 2027 muss den Co-Location-Speicherbetrieb voll abbilden

Der Entwurf des EEG 2027 erkennt zwar an, dass Speicher in Co-Location zu Erneuerbaren Energie-Anlagen an Bedeutung gewinnen, berücksichtigt diese Betriebswiese in den Vorschlägen nicht zufriedenstellend. **Eine Reduktion der Komplexität von Mischsystemen (Co-Location von Erzeugung und Speicher), muss der Anspruch im EEG 2027 sein**. Solche Systeme werden künftig im Standardfall auch Graustrommengen aus dem Netz aufnehmen (aufgrund der mit den Solarspitzengesetz beschlossenen „Abgrenzungsoption“, aber auch bei Prosumern im förderfreien Betrieb, die den Speicher im variablen Direktvermarktungsstromtarif). Neue Regelungen wie die CfD-Einführung dürfen für Standard-Speichern nicht unnötig komplex werden oder Flexibilität verhindern. **Die Abschöpfung von Mehrerlösen über den Refinanzierungsbeitrag darf z.B. nicht dazu führen, dass die zeitliche Verschiebung von Strommengen durch Speicher wirtschaftlich bestraft wird.** Wenn ein Speicher Solarstrom mittags aufnimmt und abends einspeist, entlastet er das Netz und reduziert die Marktprämienzahlung. Diese systemdienliche Leistung muss honoriert und nicht durch CfD-Mechanismen konterkariert werden. Auch daher ist die **PPA-Kompatibilität bei Neuanlagen** notwendig – was im Entwurf faktisch ausgeschlossen ist. Auch ist im Kontext des Netzanschlusspakets von vollkommen offen, wie in Situationen mit Redispatch-Vorbehalt die finanzielle Kompensation (außerhalb der 10-20% entschädigungslosem Redispatch) bei Anlagen mit Speichern erfolgen soll und wie diese bewertet wird. Selbst innerhalb der 10-20% entschädigungslosem Redispatch (mit oder ohne Speicher) noch unklar, wie die Ersatzbeschaffung durch Direktvermarkter kompensiert werden soll.

Direktvermarktung von Kleinanlagen muss attraktiver werden

Das EEG 2027 vollzieht eine Kehrtwende in der Förderung der Kleinanlagen. Der große Erfolg, den das EEG mit gesicherter Förderung und Einspeisevorrang in den letzten 25 Jahren dem privaten PV-Zubau bereitet hat, endet. Künftig sollen Kleinanlagen in die Nulleinspeisung oder in die Marktintegration. Das ist verfrüht, denn der Markt, der Kleinanlagendirektvermarktung ist bisher ein Nischenmarkt, die Prozesse bestehen, die Fristen sind gesetzt, aber sie werden nicht gelebt. Netzbetreiber und gMSB werden zum Flaschenhals, weil sie die Prozesse nicht massentauglich beherrschen. Eine fertig gebaute Anlage braucht regelmäßig über ein halbes Jahr, um in die sonstige Direktvermarktung zu kommen. Aus dem Grund plädieren wir unbedingt dafür die geförderte Direktvermarktung beizubehalten. Außerdem lehnen wir die Begrenzung die Wirkleistungseinspeisung einer steuerbaren Anlage des zweiten Segments in der Direktvermarktung strikt ab. In beiden Fällen werden Anlagen unter 25kW des zweiten Segments gegenüber Großanlagen benachteiligt.

Direktvermarktungsstromtarife ermöglichen

Damit der Systemwechsel von der Einspeisevergütung zur Marktintegration von PV-Anlagen (bis 25kW) ab der Inbetriebnahme gelingen kann, müssen zunächst die operativen Voraussetzungen geschaffen werden: Zuweisung und Aktivierung der MaLo-ID bei Netzanmeldung, Installation eines iMSys (und Konfiguration im TAF 7), Speicheranmeldung (mit überarbeitetem Speicherdatenblatt).Derzeit fehlen jedoch bei vielen Verteilnetzbetreibern skalierbare und massentaugliche Prozesse für die Direktvermarktung im Kleinanlagensegment. Klare Vorgaben für den Start im Marktbetrieb und sanktionsbewährte Pflichten für VNB sind notwendig: Wenn Netzbetreiber trotz standardisierter Prozesse nur verspätet den Zugang zur Kleinanlagenvermarktung gewähren, sollte es einen Schadenersatzanspruch geben – wie in anderen Märkten üblich (z.B. Bahn).

Innovations- und Resilienzausschreibungen zielgerichtet weiterentwickeln

Innovationsausschreibungen bilden den technologieoffenen Teil des EEG und haben erfolgreich zur Erprobung neuer Anlagenkonzepte beigetragen. Das Instrument ist jedoch in seiner bisherigen Ausgestaltung stehen geblieben und sollte so weiterentwickelt werden, dass bezuschlagte Projekte einen messbaren Beitrag zu Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Systembetrieb leisten. Nach Erreichen dieser Ziele kann das Instrument auslaufen. Auch Resilienzausschreibungen sollten zunächst gezielt und in begrenztem Umfang erprobt werden. Die derzeitige Ausrichtung auf das Freiflächensegment erscheint realitätsfern, da in Deutschland kaum entsprechende Modul- und Zellproduktion vorhanden ist. Sinnvoller wäre es, zunächst das potenziell besser geeignete Dachsegment einzubeziehen und in Pilotauktionen zu prüfen, ob das Instrument die angestrebte Resilienzwirkung tatsächlich erreicht und welche Mehrkosten damit verbunden sind.

Gedrosselte Bioenergie treibt Erdgasabhängigkeit und Systemkosten hoch

Die gedrosselten Mengen der Biogasausschreibungen werden dazu führen, dass über das StromVKG noch mehr teure Erdgaskraftwerke mit unglaublichen Höchstpreisen ausgeschrieben werden. Zugleich wird der Wegfall der Biomethanausschreibungen damit begründet, dass das Biomethan in anderen Sektoren benötigt würde. Dies wird letztlich zur Folge haben, dass Biomethan im Wärmesektor Wärmepumpen verdrängen wird und im Gegenzug die Erdgaskraftwerkskapazität weiter steigen wird, die über das StromVKG ausgeschrieben wird. Die Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten wird mit diesem Ansatz erhöht, bei gleichzeitig höherem Ausstoß an Klimagasen.

Inhalt

EINSCHÄTZUNG DES BNE ZUM EEG 2027 & NETZANSCHLUSSPAKET 2

Langfristige Planungssicherheit der Branche wird unnötig beeinträchtigt 2

Wir sind in einer Netzkrise, die ein Standortnachteil Deutschlands ist 2

Redispatch-Vorbehalt streichen 2

Solarleistung system- und marktfreundlich begrenzen – statt mit dem Rasenmäher 3

Spitzenkappung muss auch Netzbetreiber verpflichten Planungsgrundsätze zu ändern 3

Individuelle „Verhandlungen“ über Netzanschlussbedingungen sind nicht effektiv 3

Flexible Netznutzung als gesetzliches Schuldverhältnis direkt im EEG verankern 4

Ablehnungsrechte für Netzanschlüsse begrenzen, Prozesse modernisieren 4

Transparenz und Verbindlichkeit stärken, „Schaltfeldtransparenz“ erreichen 4

Es fehlen verbindliche Qualitätsstandards für VNB 5

Die Überarbeitung der Netzanschlussverfahren ist überfällig. Der Entwurf ist bei Weitem nicht ausreichend und schreibt teilweise den Ist-Zustand fest 5

Finanzierbarkeit von Anlagen sicherstellen (im Kontext des Netzpakets) 5

Korrekturbedarf: Der EEG-Entwurf ist inkompatibel mit dem PPA-Markt 6

Flexible Netznutzung als Standardvorgabe direkt im EEG verankern 6

EEG 2027 muss den Co-Location-Speicherbetrieb voll abbilden 6

Direktvermarktung von Kleinanlagen muss attraktiver werden 7

Direktvermarktungsstromtarife ermöglichen 7

Innovations- und Resilienzausschreibungen zielgerichtet weiterentwickeln 7

Gedrosselte Bioenergie treibt Erdgasabhängigkeit und Systemkosten hoch 7

ÄNDERUNGEN IM ENWG 12

Zu § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung anwenden 12

Zu § 13a Absatz 5 EnWG und §14 EnWG (Netzpaket) / „Redispatch-Vorbehalt“ 12

Zu § 13a Absatz 5 EnWG (Netzpaket) / Klarheit für Speicher im Redispatch schaffen 15

Zu § 14 Abs. 1c EnWG (Netzpaket) / Hinweise zur Freigabe von Kapazität 16

Zu § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung 16

Zu § 14e EnWG (Netzpaket) / Gemeinsame Internetplattform 17

Zu §17 Absatz 2a EnWG (Netzpaket) / Netzanschlussvorrang Speicher 17

Zu § 17a EnWG (Netzpaket) / Netzanschluss an das Übertragungsnetz 17

Zu § 17b EnWG (Netzpaket) / Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung 17

Zu § 17c EnWG (Netzpaket) / Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten 18

Zu § 17d EnWG / Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren 19

Zu § 17e EnWG (Netzpaket) / Elektronische Übermittlung; digitale Netzanschlussportale 19

Zu § 17f EnWG (Netzpaket) / Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität 20

ÄNDERUNGEN IM EEG 20

Zu §3 Nummer 7 EEG (EEG 2027) / „benachteiligtes Gebiet“ 20

Zu §3 Nummer 18 EEG (Netzpaket) / „Einspeisenetz“ 20

Zu §3 Nummer 41b EEG (EEG 2027) / „Solaranlage des zweiten Segments“ 20

Zu §3 Nummer 29a EEG (EEG2027) / „hochaufgeständerte Solaranlage“ 21

Zu §3 Nummer 43/43b EEG (EEG2027) / Ergänzung „Steckerbatteriegerät“ 21

Zu §4 EEG (EEG2027) / Zielbild PV-FFA und PV-Gebäude 21

Zu § 4a EEG (EEG2027) / Verzicht auf Streichung des Strommengenpfads 22

Zu § 6 EEG (EEG2027) / Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau 22

Zu § 7 EEG (EEG2027) / Gesetzliches Schuldverhältnis 24

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss („kapazitätslimitierte Gebiete, [10-20%]“) 24

Zu § 3 Nr. 18 EEG und § 8 Absatz 1 EEG (Netzpaket) / „Einspeisenetz“ des VNB darf kein Wartenetz werden (24 Monate-Frist, Vorbau-Recht und Kapazitäts-Sharing) 25

Zu § 8 EEG (EEG2027) / Anschluss (an Einspeisenetz, BKZ-Anrechnung) 27

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss an „Einspeisenetz“ 27

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Begrenzung auf 70% (PV) bzw. 280/m² (Wind) 27

Zu § 8 Absatz 4 EEG (Netzpaket) / kein Recht auf Anschluss in kapazitätslimitierten Gebieten und Redispatch-Vorbehalt (Kritik) 28

Zu § 8a EEG (Netzpaket oder EEG2027) / Flexible Netzanschlussvereinbarungen (zzgl. § 12 und § 52 EEG) 28

Zu § 8a EEG (Netzpaket oder EEG2027) / Kapazitätsweitergabe bei FCA 31

Zu § 8b EEG (EEG2027) / Mitteilung des Einspeiseortes, Verzugspauschale 32

Zu § 9 EEG (EEG2027) / Technische Vorgaben: Begrenzung der Einspeisung 32

Zu § 10b EEG (EEG2027) / Vorgaben zur Direktvermarktung 33

Zu § 10b Absatz 7 EEG (EEG2027) / Vorgaben zur Direktvermarktung (Schwellwerte) 33

Zu § 17 EEG (Netzpaket) / Kapazitätserweiterung, Baukostenzuschuss 33

Zu § 20 Abs. 1 EEG (EEG2027) / Marktprämie 33

Zu § 20 Abs. 2 EEG (EEG2027) / Marktprämie 34

Zu § 21 EEG / Netzbetreiberabnahme (statt Einspeisevergütung) 34

Zu § 21 EEG / Ausfallvergütung nicht ersatzlos abschaffen 35

Zu § 21b EEG / Zuordnung und Wechsel zu einer Veräußerungsform 35

Zu § 21c EEG / Verfahren für Zuordnung und Wechsel 35

Zu § 21e EEG / Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung (PPA-Regelung) 35

Zu § 22b Absatz 3 und 4 EEG / Bürgerenergiegesellschaften (Fristen, Finanzierbarkeit) 36

Zu § 22b Absatz 6 EEG / Bürgerenergiegesellschaften (Landesbeteiligungsgesetze) 36

Zu § 23b EEG / Besondere Bestimmung zur Netzbetreiberabnahme 36

Zu § 24 EEG / Sonderregelungen für Strom aus mehreren Anlagen 37

Zu § 25 Ansatz 1a EEG / Zahlungen (bei Marktwertdurchleitung) 37

§ 28 Absatz 3a EEG / Anpassung Ausschreibungsvolumen durch BNetzA (Windenergie) 37

§ 28a EEG / Ausschreibung PV, Segment 1 37

§ 28b, §38c-h EEG / Ausschreibung PV, Segment 2 37

Zu § 28e, §39n und § 88d EEG / Resilienzausschreibungen eigenständig umsetzen 38

Zu § 28e, §39n und § 88d EEG / Innovationsausschreibung modernisieren, anstatt sie zu streichen (Netzbildende Wechselrichter, 8h-Speicher) 38

Zu §30a, §3, §32 und §25 EEG / Ausschreibungsverfahren, Sicherheiten, Zuschlagsverfahren, Bekanntgabe von Zuschlägen 39

Zu § 36d EEG / Pachtenbegrenzung 39

Zu § 36i EEG, § 37e EEG / Realisierungsfristen 39

Zu § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. H EEG / Problem bei Solaranlagen in benachteiligten Gebieten (Formulierungsverbesserung bzgl. gesetzlich geschützter Biotope) 39

Zu § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) 2. Variante – Flächenkulisse besondere Solaranlagen an Agrarrecht ausrichten 40

Zu §37 Abs. 1a EEG / Kriterien für naturverträgliche Bauweise von Solarparks 40

Zu §37 Abs. 1b EEG / Anlagen-Registrierung im MaStR vor Gebotstermin 41

Zu §37a EEG / Sicherheiten Segment 1 (einheitlich 25 € / kW) 41

Zu §37b EEG / Höchstwert Segment 1 41

Zu §37d EEG / Besonderes Zuschlagsverfahren im Segment 1 (Agri-PV, Moor-PV) 41

Zu §37e EEG / Erhöhung der Fristen auf 36 Monate 42

Zu §38 EEG / Zahlungsbestimmungen Segment 1 (Standorte, 75MW, Bundesländer, …) 42

Zu §38a EEG / Bedingungen für Agri-PV (bzw. besonderen Anlagen) 43

Zu §38b EEG / Ersetzen von Solaranlagen des ersten Segments 43

Zu §38h EEG / Ersetzen von Solaranlagen des zweiten Segments 43

Zu § 42 EEG (Netzpaket) / Stromkennzeichnung (Regionalnachweise) 44

Zu §48 EEG / Solare Strahlungsenergie
(Begriffsvereinheitlichung, um Missverständnisse bei Agri-PV zu verhindern) 44

Zu §48 EEG / Solare Strahlungsenergie (Streichung Absatz 2, Vergütung) 44

Zu § 50c EEG / Bonus für auf sonstige Weise direkt vermarkteten Strom 44

Zu § 51 und §51a EEG / Zahlungspflichten (negative Preise, Verlängerung) 45

Zu §85 EEG / Aufgaben der Bundesnetzagentur 45

Zu §88d EEG / Resilienzausschreibungen 45

Zu EEG-Anlage 1, Höhe der Marktprämie 45

ÄNDERUNGEN IM MSBG 45

Zu § 29 MsbG Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen,
Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen 45

Zu § 30 MsbG Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten
Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen; Festlegungskompetenz 45

Zu § 45 MsbG Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers 46

Änderungen im EnWG

Zu § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung anwenden

Es ist sinnvoll, dass im Netzpaket das **Konzept einer Systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) in Form einer Spitzenkappung** vorangebracht wird. Ein Kernelement dieser SAL ist, dass Netzbetreiber in ihren Netzplanungsgrundsätzen, bzw. bei dem Netzverträglichkeitsprüfungen die Spitzenkappung auch anwenden und dadurch Netzanschlüsse für zusätzliche Anlagen bereitstellen können. **Der Entwurf des Netzpakets setzt dies allerdings nicht um und entkernt damit das SAL-Konzept.** Es ist unverständlich warum, der Entwurf auf der einen Seite eine Spitzenkappung bei Erzeugungsanlagen deutschlandweit vorsieht (70%-Kappung bei PV, 280 W/m2 bei Wind, etc.), auf der anderen Seite aber den Verteilungsnetzbetreibern **nicht einmal das Recht gibt, ebendiese Spitzenkappung in ihren Netzverträglichkeitsprüfungen anzuwenden.** Es ist notwendig, dass der § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG entsprechend angepasst wird. Wir empfehlen mindestens folgende Änderung:

§ 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG wird durch den folgenden Satz 1 ersetzt:

„Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die in § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare Energien-Gesetzes definierten begrenzten Anschlussleistungen zugrunde legen (Spitzenkappung).“

Die Anwendung der Spitzenkappung durch Verteilnetzbetreibern ist auch heute schon möglich, im Umfang von 3% der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Wind- und PV-Anlagen (vgl. aktueller § 11 Absatz 2 EnWG). Dieses Instrument wird heute von nur wenigen Verteilnetzbetreibern genutzt, was an sich ein Problem ist.[3] Würden VNB auf das heute zur Verfügung stehende Werkzeug der Spitzenkappung aktiv zugreifen, wäre die Netzkrise kleiner und es könnten mehr Anlagen angeschlossen werden. Wenn nun durch das Netzpaket eine Spitzenkappung auf der Erzeugungsseite massiv ausgeweitet wird, muss auch ein entsprechendes Abbild in den Netzplanungsgrundsätzen stattfinden. Die Ergänzung des § 11 Absatz 2 Satz 1 Energiewirtschaftsgesetz ist daher eine notwendige Voraussetzung. Statt einer „Kann“-Regelung wie heute im § 11 Absatz 2 EnWG sollte sogar eine Anwendungspflicht der VNB gesetzlich festgelegt werden. Denn schließlich wird den Anlagenbetreibern eine pauschale und dauerhafte Spitzenkappung (nach § 8 Absatz 1 Satz 2 EEG-E) zwingend auferlegt. Die Spitzenkappung ist systemisch nur dann sinnvoll, wenn sich die daraus ergebenden Freiräume in den Netzausbauplänen der Netzbetreibern genutzt werden.

Zu § 13a Absatz 5 EnWG und §14 EnWG (Netzpaket) / „Redispatch-Vorbehalt“

Die Neuregelung in § 13a Abs. 6 EnWG (neu) sieht vor, dass Anlagen, die über eine flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA) angeschlossen sind, keinen Anspruch auf finanzielle Entschädigung bei Redispatch-Maßnahmen haben sollen. Dieser **„Redispatch-Vorbehalt“ ist aus Sicht des bne höchst problematisch**. Er überträgt das Risiko von Netzengpässen, die in der Verantwortung der VNB liegen, vollständig auf die Anlagenbetreiber. Für Anlagenbetreiber stellt dies ein unkalkulierbares Risiko dar, da die Cashflows des Projekts bei hohen Abregelungsquoten nicht mehr gesichert sind. Dies nimmt den Projekten die Finanzierungsgrundlage, was den Ausbau erheblichen Schaden zufügen würde.

[3] Interne bne-Analyse der Netzausbaupläne der 20 größten VNB: Nur 4 von 20 VNB wenden tatsächliche Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG an. Selbst wenn Spitzenkappung angewendet wird, dann nur recht sparsam (an einzelnen UW).

Dem Vorschlag nach, soll nach § 14 Abs. 1d EnWG den VNB ermöglicht werden, Gebiete als „kapazitätslimitiert“ auszuweisen, wenn die Abregelung im Vorjahr fünf Prozent überschritten hat.
Dabei wird die mittelbare Abregelung und unmittelbare Abregelung (z.B. durch den ÜNB) betrachtet, die erheblich sein kann. Auch *„sollte“* (Kritik: das *„muss“* sein) die Ausweisung technologiespezifisch für PV-Freiflächenanlagen und für Wind an Land erfolgen. In Kombination wird dies dazu führen, dass Netzbetreiber den Netzausbau verschleppen, indem sie Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte für Neuanlagen de facto sperren. Darüber hinaus ist der Redispatch-Vorbehalt europarechtlich problematisch, da die EBM-VO einen faktischen Zwang zum Verzicht auf Entschädigungen ohne echte Freiwilligkeit untersagt. In mehreren Gutachten wurde dies ausführlich erörtert.[4] Je stärker die EU-rechtlich vorgegebene Erstattungspflicht eingeschränkt wird, desto höher der erwartbare Erfolg von Klagen vor dem Europäischen Gerichtshof. Dies hätte dann auch für die Netzbetreiber negative Folgen, da diese die rechtlich unzulässig eingehaltenen Rückerstattungsgelder nachzahlen müssten.

Der bne empfiehlt, den Redispatch-Vorbehalt auf keinen Fall umzusetzen. **Die Ziele des Netzanschlusspakets werden bereits vom vorgesehenen Baukostenzuschuss adressiert bzw. sollen und können zusätzlich mit der „systemdienlichen Netzanschlussleistung“ (SAL) erreicht werden**. Es gibt viel bessere Vorschläge, die aktuellen Knappheiten im Netz bei der Standortwahl zu berücksichtigen, ohne dabei die Finanzierungsgrundlage für den Ausbau von Wind- und PV-Freiflächenanlagen so erheblich zu beschädigen (z.B. „netzoptimierte Ausschreibungen“ [5], oder Regeln zur flexiblen Netzanschlussnutzung im EEG [6], Stärkung der Netztransparenz, Erleichterungen beim Netzzugang von Speichern…)

Der Redispatch-Vorbehalt ist auch in einer abgeschwächten Version ein Problem. Er überträgt das Risiko von Netzengpässen, die in der Verantwortung der VNB liegen, auf die Anlagenbetreiber. Für Anlagenbetreiber stellt dies ein unkalkulierbares Risiko dar, da die Cashflows des Projekts bei hohen Abregelungsquoten nicht mehr gesichert sind. **Auch eine Limitierung auf 20 % ändert das nicht fundamental** und die minimale Reduzierung bei Windvorranggebieten auf 18 % nutzt der Investitionssicherheit ebenfalls nicht. Schon heute tragen Anlagenbetreiber und Vermarkter ein Risiko, weil Netzbetreiber nicht in der Lage sind, den Redispatch ordnungsgemäß zu kommunizieren und abzurechnen. Weil in der Vermarktung aber ein bilanzieller Ausgleich durch den Direktvermarkter notwendig (und vorgeschrieben) ist und nicht klar sein wird, ob Kosten kompensiert werden oder nicht, wird dies die Vermarktung erheblich verteuern.

Die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzabschnitte sollte dem Entwurf nach „technologiespezifisch“ für Wind / Solar gesondert erfolgen – eine inhaltlich höchst sinnvolle, aber rechtlich gründlich misslungene Regelung: Die Ausweisung **„soll“** sich daran orientieren, welche Erzeugungstechnologie den Redispatch verursacht, wo doch ein **klares „muss“ erforderlich** wäre (§ 14 Abs. 1 d S. 4 EnWG). Das „Soll“ macht gerade in besonders betroffenen Gebieten (Bayern: PV-Überangebot; Küstenländer: Wind-Überangebot) grundsätzlich und auf Dauer unsicher, ob die Regelung nun greifen wird oder nicht. Projektierung würde dort wirtschaftlich unkalkulierbar. Die Begrenzung der entschädigungslosen Menge in kapazitätslimitierten Netzabschnitten ist nicht praxistauglich: der Anschlussnehmer

[4] RAUE, BWE (2026/02) Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts (LINK), oder SUER-Gutachten (2026/07) EU-Recht setzt der Beschränkung von Netzanschlussansprüchen im Fall von Netzengpässen Grenzen (LINK)

[5] ÖKO-Institut (2026/02) Netzoptimierte Ausschreibungen: Konzept für eine netzdienliche EE-Ausbau Steuerung (LINK)

[6] bne, bbh (2026/05), Flexible Netznutzung im EEG, statt individueller Netzanschlussverträge (LINK)

muss immer noch auf finanziellen Ausgleich verzichten, nun mit einem „Deckel“ (20% des jährlich erzeugten Stroms, bzw. 18% in Windenergiegebieten). Diese „Deckelung“ ist zwar zu begrüßen, macht aber die Maßnahme an sich nicht gut. Die Erträge werden kalkulierbarer, was Bankfinanzierungen damit nicht mehr grundsätzlich ausschließt. Die **Deckelung müsste für Bankenfinanzierungen aber so konkret definiert sein, dass sie betragsweise vorab kalkuliert werden kann** (z.B. x Stunden der Erzeugung in einem festen Referenzjahr). Die ist nicht der Fall.

Mit der vorgeschlagenen Regelung ist beim Financial Close unbekannt:

- *welche Stunden betroffen sein werden,*
- *welche Strompreise dann gelten,*
- *wie hoch die entgangene Marktprämie bzw. Erlöse sind,*
- *welche Auswirkungen das auf PPA/Trading hat,*
- *und damit letztlich **welcher Euro-Betrag verloren gehen kann**.*

Genau das ist das Bankability-Problem. Eine Bank möchte beispielsweise rechnen können:

- *maximaler nicht entschädigter Redispatch = X MWh × definierter Wert = Y €/Jahr.*

Finanzierung wird noch komplexer. Die nicht finanziell kompensierten Abregelungsmengen, die höheren Vermarktungsrisiken und die Möglichkeit, dass während der Projektentwicklungsphase durch den VNB einseitig Netzelemente als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden, nehmen den Projekten in kapazitätslimitierten Gebieten weiterhin die Finanzierungsgrundlage, was den Ausbau erheblichen Schaden zufügen würde.

Der bne hält eine **Kürzung der Entschädigung um 20 Prozent für unionsrechtswidrig**. Allenfalls eine geringfügige Kürzung im Bagatellbereich von **unter zehn Prozent** könnte gegebenenfalls EU-rechtlich vertretbar sein. Zudem muss klar geregelt sein, dass die Kosten der Ersatzbeschaffung beim entschädigungslosen Redispatch nicht zusätzlich beim Anlagenbetreiber anfallen, auch bezüglich der weiteren Differenzierung bei Windenergiegebieten – und immer bei Co-Location-Speichern. Die Risiken für Anlagenbetreiber können hier erheblich sein. Netzbetreiber müssen die Abrechnungsprozesse im Redispatch endlich in den Griff bekommen. Der aktuelle Zustand ist nicht haltbar.

Sollte ein Redispatchvorbehalt eingeführt werden, ist es ein notwendiger und angemessener Mechanismus, dass Netzbetreiber (laut § 14 Absatz 1d Satz 5 EnWG) die Kapazitätslimitierung unverzüglich aufheben muss, sofern diese nicht mehr vorliegt. **Wie im Referentenentwurf formuliert, wirkt eine Kapazitätslimitierung immer drei Jahre nach, was scharf zu kritisieren ist**. Nach erfolgter Netzertüchtigung sollte die Kapazitätslimitierung und damit auch der Redispatch-Vorbehalt der angeschlossenen Anlagen unmittelbar enden. Ein VNB hat bei Netzausbaumaßnahmen sein Netz in angemessenem Umfang auszubauen (vgl. §11 Abs. 1 EnWG: *„ist verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“).* **Daher müsste nach einen Netzausbaumaßnahme die Kapazitätslimitierung sofort entfallen**. Um zumindest ein pauschales Nachwirken der Kapazitätslimitierung zu verhindern ist mindestens ist eine **Durchschnittsbetrachtung von mehreren Jahren** nötig, z.B. drei Jahren. Dies kann erreicht werden durch die Anpassung von §14 Absatz 1d Satz 5 EnWG ***„die Voraussetzungen nach Satz 1 für eine Ausweisung im Durchschnitt in drei aufeinanderfolgenden Kalenderjahren nicht mehr vorliegen“***. Würde die Durchschnittsbetrachtung

nicht angewendet, schiebt sich die Aufhebung nach hinten (Netzausbauzeitpunkt + 3 Jahre). Im Endeffekt verlängert man so die Kapazitätslimitierung durch die Hintertür.

Für die Planungssicherheit für Investoren wäre es im Falle der Einführung eines Redispatchvorbehalts von großer Wichtigkeit, dass alle Netzbetreiber **monatlich aktualisierte Informationen** online bereitstellen, die aufzeigen, **in welchem Umfang bereits Abregelungen stattfinden** und somit die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Gebiet droht oder, falls dies bereits als solches ausgewiesen ist, absehbar ist, dass diese Limitierung in Folge Netzausbaus bis wann wieder aufgehoben wird. Die muss auch in die neuen Transparenzvorgaben integriert werden, z.B. im § 17c EnWG.

Weiterer Kostenfaktor ist, dass eine geringere Zahl an Projekten dazu führt, dass bei Ausschreibungen weniger Gebote abgegeben werden und umso mehr Anlagen mit höheren Geboten einen Zuschlag erhalten. Im Extremfall kann es sogar sein, dass Ausschreibungen unterschrieben werden und in Folgeausschreibungen Bieter mit dem Höchstpreis bieten. Das würde die Kosten massiv nach oben treiben.

Gesamtbewertung: Der bne empfiehlt, den Redispatch-Vorbehalt auf keinen Fall umzusetzen. Der Ansatz wird wegen seiner inneren Logikprobleme auch dann nicht besser, wenn man an den Parametern dreht. **Die Unsicherheit einerseits sowie geringere Ausschreibungbeteiligungen verteuern den Ausbau und die Kosten im EEG.**

Zu § 13a Absatz 5 EnWG (Netzpaket) / Klarheit für Speicher im Redispatch schaffen

Die gesetzlichen Vorgaben zum Redispatch 2.0, insbesondere die Formulierungen in § 13a EnWG sollten dahingehend angepasst werden, dass bei Speichern in Co-Location-Speicher an Wind- und Solarparks nicht mehr die Erzeugungsanlagen abgeregelt werden, sondern im bei der Abregelung die Batterie geladen werden kann (ohne Netzeinspeisung während des Redispatch). Seit der Änderung des EnWG vom 23.12.2025 findet sich in Artikel 13a Abs. 1 EnWG ein expliziter Hinweis auf Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943.[7] Die EBM-VO gibt vor, dass *„nicht in das [öffentliche] Übertragungs- oder Verteilnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität […] nicht Gegenstand von abwärts gerichtetem Redispatch sein [darf], es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen.“* **EE-Strom sollte hinter dem Netzverknüpfungspunkt prioritär für Zwischenspeicherung oder Eigenbedarf genutzt werden, bevor abgeregelt wird.** Da der Redispatch 2.0 noch erheblich Umsetzungsprobleme hat, sollte zumindest für die **Zwischenspeicherung** in Batterien eine einfache Lösung gefunden werden. Jedoch sollte der Redispatch nicht pauschal auf „Einspeisung“ statt „Erzeugung“ umgestellt werden, sondern nur für Fälle, in denen einen reine Zwischenspeicherung und spätere Einspeisung von EE-Strom realisiert wird. Folgerichtig müssten auch die Wortlaute in § 13a angepasst werden.

Konkreter Vorschlag: Anpassung §13a EnWG

> **§ 13a Erzeugungsanpassung, Zwischenspeicherung und bilanzieller/finanzieller Ausgleich**
>
> (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind ver-

[7] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj?locale=de

pflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden; der Netzbetreiber hat dabei Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 in der Fassung vom 13. Juni 2024 zu beachten. **Bei abwärts gerichteter Erzeugungsanpassung von Anlagen im Sinne von §3 Nr. 42 ist alternativ eine Speicherung von elektrischer Energie zulässig, wenn sichergestellt ist, dass keine Netzeinspeisung oberhalb des Wertes der Leistungslimitierung während der Anpassung erfolgt.**
Eine Anpassung umfasst auch die Aufforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die

1. derzeit keine elektrische Energie erzeugen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder

2. zur Erfüllung der Anforderungen einer Erzeugung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen.

Zu § 14 Abs. 1c EnWG (Netzpaket) / Hinweise zur Freigabe von Kapazität

Die Regelung, dass VNB Netzanschlusskapazitäten wieder freigeben können, wenn diese über drei Jahre nicht oder nicht in vereinbarter Höhe genutzt wurden, ist grundsätzlich ein sinnvolles Instrument gegen die Blockade von Netzkapazitäten durch inaktive Projekte. Die Regeln sollten aber klarer gefasst werden, um zu modernen EE-Kraftwerken mit Speichern und (netzschonender) Direktversorgung von Verbrauchern zu passen. Problematisch ist die Kapazitätsrückgabe z.B. für Eigenverbrauchsanlagen und Anlagen mit Direktbelieferung. Fällt der Grund für den Eigenverbrauch oder die Direktbelieferung weg (z.B. durch Insolvenz), dann würden diese Anlagen unwirtschaftlich werden, weil sie die zusätzliche Strommenge nicht einspeisen dürften. Wir schlagen deswegen folgende Ergänzung vor: „Ausgenommen davon werden Anlagen des Eigenverbrauchs und der Direktbelieferung.“ Auch muss die Praxis bei heutigen Netzanschlüssen beachtet werden, insbesondere die $P_{AV, E}$ Regelung. Eine Verringerung des vertragliche vereinbarten $P_{AV, E}$ bei $P_{max, E} < P_{AV, E}$ in drei Folgejahren wäre aus mehreren Gründen problematisch:

- Rein technisch wird $P_{AV, E}$ nie ganz erreicht, weil dann schon das Sicherheitsgerät abschalten würde – reduziert sich dann $P_{AV, E}$ automatisch jedes Jahr? Oder gibt es eine Toleranz?
- Anlagen performen in manchen Jahren etwas schlechter – sei es durch andauernde technische Probleme, reversible Degradation von PV-Modulen (PID, LID), mehrere Sommer ohne richtig gute Bedingungen (Sonne, Temperatur, …) oder angesammelter Staub. Es muss ausgeschlossen werden, dass dies sofort die $P_{AV, E}$ für die kommenden Jahre reduziert.
- Richtig fragwürdig wird es bei neueren Anlagen, die bei viel Sonnenschein (= negative SPOT-Preise) oft abgeregelt werden: Was ist, wenn $P_{max, E}$ aufgrund von Abregelungen (ggf. auch systemdienlicher Redispatch) am Netzanschlusspunkt gar nicht erreicht wird?

Empfehlung: Toleranzband einführen, z.B., wenn $P_{max, E} < 0{,}9 * P_{AV, E}$

Zu § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung

Mit § 14 Abs. 1d EnWG führt der Entwurf einen Schwellenwert für kapazitätslimitierte Netzgebiete ein. Die Wirkleistungserzeugung muss im Vorjahr um mehr als fünf Prozent abgeregelt worden sein. **Diese Logik muss konsequent in § 11 Abs. 2 EnWG übernommen werden**. Dort ist die Berücksichti-

gung einer Spitzenkappung von *bis zu drei Prozent* in der Netzplanung bislang für VNB lediglich freiwillig. Diese **Freiwilligkeit ist zu streichen**. Andernfalls können Netzbetreiber fehlende Kapazitäten geltend machen, ohne zuvor die gesetzlich vorgesehenen Instrumente des Engpassmanagements und der vorausschauenden Netzplanung nachweislich ausgeschöpft zu haben. Wie verweisen hier auf den **Formulierungsvorschlag zu § 11 Abs. 2 EnWG**.

Zu § 14e EnWG (Netzpaket) / Gemeinsame Internetplattform

Die Pflicht für Internetplattform besteht für EEG-Verfahren bereits und wird ausgeweitet für alle Anlagen. Mit dem verpflichtenden Verweis auf § 17e EnWG wird die gemeinsame Internetplattform als zentrales Element verbunden mit dem digitalen Netzanschlussprozess. Das ist grundsätzlich richtig und wichtig und längst überfällig. Das Datum sollte auf keinen Fall in den weiteren Beratungen nach hinten verschoben werden. Oberhalb der Niederspannung muss das Portal parallele Anfragen bzw. eine Weiterleitung an alle wirtschaftlich und technisch in Betracht kommenden Netzbetreiber ermöglichen.

Zu §17 Absatz 2a EnWG (Netzpaket) / Netzanschlussvorrang Speicher

Der bne empfiehlt eine **klare Priorisierung von Speichern beim Netzanschluss**. Während ÜNB die systemstabilisierenden Eigenschaften von Batterien (z.B. Momentanreserve) bereits anerkennen, behandeln VNB die heute in der Projektentwicklung üblichen Speicher immer noch oft wie reine Verbraucher oder wissen überhaupt nicht, wie mit Speichern im Netz umgegangen werden soll. Ein gesetzlicher Vorrang für speichergestützte Anschlüsse würde Anreize für systemdienliches Verhalten setzen und den Bedarf an physischem Netzausbau reduzieren.

Vorschlag, Ergänzung im § 17 Abs 2a EnWG:
Der Netzanschlussvorrang (…) ist ***~~nicht~~*** *gegenüber Energiespeicheranlagen anzuwenden****, wenn ein gemeinsamer Netzanschlusspunkt mit einer Anlage im Sinne des EEGs genutzt wird****.*

Begründung: Reine Grünstromspeicher und Co-Location-Speicher bei denen auch angemessene Bezugsmengen z.B. für Regelenergie zugelassen sind, sind immer systemdienlich und daher im Rahmen des Netzanschlussvorrangs anzuschließen.

Zu § 17a EnWG (Netzpaket) / Netzanschluss an das Übertragungsnetz

Diese **Regelung ist sachgerecht**. Es ist gut, dass die Übertragungsnetzbetreiber ein einheitliches transparentes und effizientes Verfahren für den Netzanschluss vorlegen müssen und dieses Verfahren von der BNetzA genehmigt werden muss. Das von den ÜNB bereits vorgelegte „Reifegradverfahren“ sollte weiterentwickelt werden. Es ist im Übertragungsnetz noch nicht praxistauglich und kann auch nicht auf die Verteilungsnetzbetreiber übertragen werden. Hier sind eigene möglichst einheitliche Verfahren nötig (siehe Kritik zu § 17f EnWG).

Zu § 17b EnWG (Netzpaket) / Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazität

Der bne kritisiert: Netze sind Dienstleister und Ermöglicher der „normalen“ Wirtschaft. **Standort-, Struktur- und Industriepolitik allein in die Hände von ÜNB und VNB zu legen, ist nicht zielführend**. Es ist eine politische Entscheidung zu treffen, unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Klima- und energiepolitische Ziele setzen den Rahmen für einen wiederkehrenden Prozess der Prioritätensetzung der Netzkapazitäten. Zudem darf die Priorisierung den § 8 EEG nicht einschränken.

Die Abkehr vom „Windhund-Prinzip“ durch Qualitätskriterien in § 17b EnWG ist zweischneidig. Einerseits können so zwar spekulative Anfragen gefiltert werden. Andererseits besteht aber die Gefahr, dass VNB in Konsequenz mangelnden Unbundlings ihre Monopolstellung ausnutzen (Absatz 2), um missliebige Wettbewerber zu depriorisieren.

Der **bne empfiehlt daher einen bundeseinheitlichen Kriterienkatalog,** der transparent und diskriminierungsfrei angewendet werden muss, sowie Standardprozesse für den Netzanschluss (z.B. als Regelung im EEG, siehe https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/26-04-bne-Positionspapier-fNAV-im-EEG.pdf). Die Kriterien müssen für ÜNB wie auch für VNB einheitlich gelten. Einzelkriterien, wie im Entwurf in Absatz 2 benannt (und im §17f EnWG vorgesehen), führen zur Festschreibung der Kleinstaaterei. Offene Priorisierungskriterien könnten sonst künftig eine Kapazitätsfreihaltung zugunsten nicht realisierungsreifer Technologien ermöglichen und dadurch EE-Anlagen verdrängen. Die Anwendung der Kriterien ist zudem auf einen festen Stichtag festzulegen. Der Netzanschluss darf zudem nicht allein von kommunalen Planungsständen abhängig gemacht werden.

Zu § 17c EnWG (Netzpaket) / Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Die im § 17c EnWG vorgesehene **Transparenzoffensive ist ein Kernanliegen des bne**. Die Pflicht eines jeden VNBs, verfügbare Kapazitäten aktiv zu veröffentlichen, ist die Voraussetzung für eine effiziente Standortsuche. Der aktuelle Entwurf stellt allerdings noch keine ausreichende Umsetzung Europarecht bzgl. von Netztransparenz dar.[8]

Anmerkungen zum Entwurf:

- Unterstützung: Für alle Netzbetreiber verpflichtend, mit monatlicher Aktualisierung
- Unterstützung: Veröffentlichungspflicht im HöS/HS und HS/MS – Verfügbare NAK,
- Änderung im Satz 2: Wenn VNB (nach § 17b EnWG), Netzanschlusskapazitäten freihalten, sollte § 17c EnWG vorgeben, dass VNB diese Information veröffentlichen müssen (statt „können“). Auch etwaige Priorisierungen müssen gekennzeichnet werden.
- Konkretisieren von „geografische Karte“: Digitale Karte / Open-Access-Karte / GIS-Karte

Die Daten sollten konkret enthalten:

- freie Anschlussleistung,
- bereits reservierte Leistung,
- geplanter Netzausbau,
- voraussichtliche Fertigstellungstermine.

Nur dann entsteht echte Planungssicherheit.

Im Netzanschlussprozess braucht es zudem „Tools für Profis“ (Projektverwaltung, APIs, usw.). Wir empfehlen daher Mindestvorgaben in den Portalen, sowie, dass diese Daten nicht nur statisch, sondern dynamisch in Form eines „Digitalen Zwillings“ zur Verfügung gestellt werden (z.B. Verpflichtung ab 2029), um auch kurzfristige Flexibilitätspotenziale nutzbar zu machen.

[8] SUER-Webinar 17.06, Folie 14: Netztransparenz (LINK)

Hinweis: FCA (ob grundsätzliche Möglichkeit „besteht“). **Der Hinweis auf die Möglichkeit zum Abschluss eines FCA reicht nicht**. Es muss eine Pflicht zur Einigung seitens des Netzbetreibers bestehen, der den Anschluss zu wirtschaftlichen Konditionen ermöglicht.

Zu § 17d EnWG / Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren

Dies schafft umfassende Spielräume für VNB, Vorgaben zu machen. Standards müssen her. Das Netzanschlusspaket wird das alte aktuell bestehende und damit offensichtlich nicht gut funktionierende Vorgehen im EnWG festschreiben. Ein Vorschlag aus dem Jahr 2024 zur Änderung des § 17a EnWG „Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren“ (LINK) wäre eine gute Blaupause – hier gehen Informationspflichten und Transparenz „Hand in Hand“. Wir empfehlen verbindliche Bearbeitungsfristen mit einfach durchsetzbaren Sanktionen bei Fristverletzung durch Verteilnetz- und Messstellenbetreiber sowie die Vorziehung der vollständigen Digitalisierung.

Konstruktive Kritik:

- Die Frist sollte wie im EEG maximal 8 Wochen betragen (nicht drei Monate). Das Überschreiten der Frist durch den VNB sollte sanktioniert werden. Mit einer bloßen Statusmitteilung ohne Bearbeitungsentscheidung schafft § 17 d für VNB faktisch die Erlaubnis zum Nichtstun.
- Abgabe von Unterlagen: Es ist keine Bestätigung der Vollständigkeit vorgesehen, sondern nur Eingangsbestätigung. Bestätigung und Fiktion wäre gut. Sonst werden VNB weiterhin Netzanschlussbegehren wegen fehlender Informationen ablehnen, ohne das für Anschlusswillige klar war, das etwas gefehlt hat.

Absatz 2 beschreibt die Informationen, die VNB auf der Webseite zur Verfügung stellen müssen. Das ist Festschreiben von Bürokratie. Denn „Allgemeine Informationen“ und pro VNB individuelle Arbeitsschritte für ein Netzanschlussbegehren sind nicht effizient. Das muss standardisiert sein, bei allen VNB gleich. Der Gesetzgeber sollte die Vereinheitlichung vorschreiben und eine Frist für diese Vereinheitlichung setzen, z.B. Ende 2027.

Zu § 17e EnWG (Netzpaket) / Elektronische Übermittlung von Netzanschlussbegehren; digitale Netzanschlussportale

Wir begrüßen die Verpflichtung zur Nutzung digitaler Portale ab 2028 als einen wichtigen Schritt zur bundesweiten Harmonisierung des Netzanschlussbegehrens. § 17e EnWG macht die vollständige Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens erst 2028 zum Branchenstandard (keine weitere Verschiebung zulassen). Das Überschreiten der Frist durch den VNB sollte sanktioniert werden. Anschlussbegehrende werden durch diese Regelung weiterhin über die gemeinsame Internetplattform nach § 14e EnWG auf die verschiedenen Seiten der einzelnen VNB geleitet. Das ist noch nicht effizient. Essenziell ist, dass die einzelnen Portale maschinenlesbar sind und die vollständige digitale Abwicklung bis zur Inbetriebnahme harmonisiert wird. Die Harmonisierung wie in Absatz 3 dargestellt ist eine Mindestvoraussetzung, die von der BNetzA überprüft werden sollte.

Zu § 17f EnWG (Netzpaket) / Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität

Einheitliche Leitplanken für die Reservierung von Kapazitäten sind essenziell und der Kern eines guten Netzanschlusspakets. Sie sollen verhindern, dass knappe Ressourcen durch „tote" Anträge blockiert werden. Dies ist im Sinne eines effizienten Marktes zu unterstützen. Der **Vorschlag zu § 17f EnWG lässt den VNB allerdings viel zu viel Spielraum** – es werden **kaum Leitplanken gesetzt**, die eine Vereinheitlichung voranbringen könnten. Die VNB sollten sich abstimmen müssen, den Reservierungen, Reservierungsabschnitte und geeignete Nachweise zum Projektfortschritt einheitlich festzulegen. Auch die Ausgestaltung der Reservierungsgebühren muss so gewählt werden, dass sie spekulative Blockaden verhindert, ohne die Kosten für reale Projekte unverhältnismäßig in die Höhe zu treiben. **Würde der Entwurf umgesetzt, kann sich jeder VNB selbst den Prozess und die Fortschrittsnachweise definieren** und muss dies nur der BNetzA zur Bestätigung vorzulegen. Die BNetzA-Prüfung in Absatz 3 ist nicht realistisch (keinen Prüfkapazitäten in der Behörde). Die **BNetzA wird das nicht bewerten können.** Es sollte daher eine öffentliche Prüfung ermöglicht werden, durch **Pflicht zur Veröffentlichung der einzelnen Reservierungsprozesse auf vnb-digital.de, zeitgleich zur Übermittlung an BNetzA (Stichtag)**. Dann kann die Schwarm-Intelligenz der Branche die Vorschläge prüfen und der BNetzA helfen, gezielter Änderungen einzufordern, statt nur VNB-Vorschläge durchwinken.

Empfehlung 1: Pflicht für jeden Netzbetreiber zur Veröffentlichung der Reservierungsprozesse auf vnb-digital.de mit klaren und einheitlichen Vorgaben: z.B. Grundprozess, Fristen, Projektfortschrittsnachweise, etc.

Empfehlung 2: Anlehnung an den **Vorschlag des BEE zur Reservierung von Netzanschlussleistung**: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Pressemitteilungen/2025/2025_06_19_Handlungsempfehlungen_ResMech_final.pdf#page=12).

Empfehlung 3: Beschränkung von Änderungen am VNB-Reservierungsprozess vorsehen, damit Verteilungsnetzbetreiber nicht ständig ihre individuellen Reservierungsprozesse anpassen können.

ÄNDERUNGEN IM EEG

Zu §3 Nummer 7 EEG (EEG 2027) / „benachteiligtes Gebiet"

Wir unterstützen die Klarstellung der Definition „benachteiligtes Gebiet" ausdrücklich.

Zu §3 Nummer 18 EEG (Netzpaket) / „Einspeisenetz"

Einspeisenetze werden im Entwurf nur als Netzteile definiert ***„die der Netzbetreiber …bereitstellt".*** Der Bau durch dritte ist damit ausgeschlossen – was ineffizient und teuer ist. In der Definition solle folgenden Ergänzung vorgenommen werden: *„die der Netzbetreiber **oder ein Dritter** … bereitstellt"*

Zu §3 Nummer 41b EEG (EEG 2027) / „Solaranlage des zweiten Segments"

Wir empfehlen die Ausschreibung von „Moor-PV" im Segment 2 des EEGs (Begründung unten). Sollte dies umgesetzt werden, muss die Definition auch entsprechenden Anlagen enthalten.

Zu §3 Nummer 29a EEG (EEG2027) / „hochaufgeständerte Solaranlage“

In früheren Gesetzentwürfen gab es eine sehr sinnvolle Definition „hochaufgeständerte Solaranlage“ im EEG, die **vollumfänglich unterstützt wird**. Diese Definition sollte, mit entspechenden Folgeänderungen im EEG 2027 enthalten sein. Sie schafft Klarheit für laufende und künftige Planungen von Agri-PV-Anlagen insbesondere bei nachgeführten Tracker-Anlagen. Die Definition im EEG ist angebracht, da der erst kürzlich angelaufene Normungsprozess der Agri-PV zuerst abgeschlossen werden muss und daher in den nächsten ca. zwei Jahren keine Klarheit schaffen wird.

Zu §3 Nummer 43/43b EEG (EEG2027) / Ergänzung „Steckerbatteriegerät“

Es ist sinnvoll, die Definition von „Steckersolargeräten“ praxistauglich zu verbessern. Zusätzlich sollte ein "Steckerbatteriegerät" mit eigenem Wechselrichter im EEG definiert werden, denn diese Geräte werden Standard in vielen Haushalten. Aber auch bei normalen PV-Anlagen, die auf sehr einfachem Weg ihre Eigenverbrauchsquote erhöhen wollen, werden solche Speicher nachgerüstet werden. Auch bei anderen Letztverbrauchern mit variablen Tarifen oder bei Verbrauchern, die im Energy Sharing teilnehmen wollen, werden solche Steckerbatteriegeräte kommen. Weil man die Geräte problemlos im Internet bestellen kann, sollte man im EEG großzügige Freiräume schaffen und die Regeln einfach halten. Sonst entsteht viel Bürokratie und knappes Personal bei VNB befasst sich mit Detailprüfungen, ob man Kleinstbatterien in Steckdosen einstecken darf oder nicht.

In § 3 Nr. 43b. wir die Angabe (weggefallen) ersetzt durch:

> *„‘Steckerbatteriegerät‘ ein Gerät, das aus einem Batteriespeicher besteht, der über ein Steckersolargerät oder einen eigenen Wechselrichter, eine Anschlussleitung und einen Stecker mit dem Endstromkreis eines Letztverbrauchers verbunden ist,“*

Im § 8 Abs. 5a EEG, § 9 Abs. 1 EEG, § 9 Abs. 2 und § 10a EEG sollten die Regelungen für Steckerbatteriegeräte und den Kombinationen von Steckerbatterie- und Steckersolargeräten in der Folge angepasst werden.

> *„Entsprechendes gilt für Steckerbatteriegeräte und Kombinationen von Steckerbatterie- und Steckersolargeräten, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden, wenn die Einspeiseleistung 800 Voltampere am Anschluss zur Entnahmestellte insgesamt nicht überschreitet.“*

Zu §4 EEG (EEG2027) / Zielbild PV-FFA und PV-Gebäude

Die Streichung der Soll-Vorgabe des hälftigen Ausbaus von Photovoltaik auf Freiflächen und der Gebäude-PV wird unterstützt. Wichtiger als die abstrakte Soll-Vorgabe ist eine Beibehaltung klarer Ausbauziele für das Jahr 2030 bis 2040, sowie eine Perspektive für 2045. Warum sollte der Ausbau der PV in den 2030er jeweils ca. 20 GW betragen, aber in den 2040er-Jahren abrupt enden? Diese Fehlannahmen führt zu Fehlplanungen in der Netzausbauplanung (z.B. im Szenariorahmen). Wir empfehlen die **Streichung der Vorgabe *„sowie ein Erhalt dieser Leistung nach dem Jahr 2040“*** sowie einem weiteren **Ausbaupfad bis 2045** (z.B. 500 GW: 5 * 20 GW/Jahr).

> *§ 4, Ausbaupfad*
>
> *(…)*

Nr. 3

g) [500] Gigawatt im Jahr 2045

~~sowie den Erhalt dieser Leistung nach~~

~~dem Jahr 2040~~ *und*

(…)

Zu § 4a EEG (EEG2027) / Verzicht auf Streichung des Strommengenpfads

Mit der vorgesehenen Streichung des Strommengenpfads wird das Monitoring zur gesetzlichen Zielerreichung über alle EE-Technologien und unter Berücksichtigung des Redispatch gestrichen, was problematisch ist. Die Vorgaben wie viele Strommengen des EEG jedes Jahr sichern soll, entfallen und damit das eigene gesetzliche Korrektiv, in Summe über alle EE-Technologien genug Stromerzeugung bereitzustellen. **Wir empfehlen die Beigehaltung von §4a EEG**.

Zu § 6 EEG (EEG2027) / Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Die Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Erneuerbare-Energien-Projekten ist ein ganz entscheidender Faktor für die Akzeptanz und den erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien.
§ 6 EEG regelt die finanzielle Beteiligung von Kommunen und hat sich in den letzten Jahren als erfolgreiches Instrument zur Akzeptanzförderung etabliert. In der Praxis ergeben sich immer wieder Unsicherheiten und rechtliche Herausforderungen, die eine gerechte Beteiligung der Bürger und Kommunen am Ausbau der Solarenergie erschweren. Diese Schwächen sollten korrigiert werden (z.B. Anwendungsbereich, beteiligungsfähige Strommengen, Erstattungsfristen, etc.). Das **EEG 2027 muss die Kompatibilität der Beteiligungsregel auch für Solarparks mit Batteriespeichern vollumfänglich herstellen**, da gerade mit Blick auf die in Kürze greifende „Abgrenzungsoption“ nach § 19 Abs. 3b EEG die Aus- und Nachrüstungen von Solarparks mit Batteriespeichern der Standard wird. (Der Grün-/Grau-Mischbetrieb ist dann in Anlagen möglich, ohne dass die Direktvermarktung im Rahmen der Marktprämie beeinträchtigt wird. Weil an Bestandanlagen schon Netzanschlüsse vorhanden sind, werden auch Bestandssolarparks mit Speichern ausgerüstet werden (Retrofit)). Es wurden seit den letzten Änderungen des § 6 EEG verschiedene Landesbeteiligungsgesetze erlassen, die eine verpflichtende und über den § 6 EEG hinausgehende Beteiligung vorsehen. Die **Landesbeteiligungsgesetze verändern Anforderungen an die EEG-Regelung hinsichtlich der rechtssicheren Kommunikation.** Im Überblick sehen wir Anpassungsbedarf im § 6 EEG in den Bereichen:

- Erweiterung auf alle Freiflächenanlagen (Solaranlagen des ersten Segments)
- Erweiterung auf Solarbatteriekraftwerke (Solarparks mit Batteriespeichern)
- Umstellung auf „tatsächlich produzierte“ Strommengen (im Entwurf enthalten)
- Einführung einer Frist für die Erstattung (Empfehlung: acht Wochen)
- Frühzeitige Klarheit über die Beteiligung ermöglichen (wegen Landesgesetzen)
- Klares Verhältnis zwischen EEG- und Landesgesetzen und Benchmarking

Im Entwurf des EEG 2027 wird der zulässige Betrag auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich erzeugte Strommenge erhöht, wobei weiterhin nur 0,2 Cent pro Kilowattstunde kompensiert werden können. Diese Regelung wird Projekte teurer machen. Die **gleichzeitige Umstellung** auf „tatsächlich erzeugte Strommenge“ (= mehr Beteiligung) und einen höhere Geldbetrag und der Einführung von CfD **ist bei PV-Freiflächenanlagen eine Belastung mit relevanten Implikationen**. Es ist nicht

nachvollziehbar, warum der Entwurf die Erstattung weiterhin an die „tatsächlich eingespeiste Strommenge“ knüpft (vgl. § 6 Absatz 5 Satz 1 EEG), statt diese auch zu ändern in „tatsächlich produzierte“.

Weil zusätzlich verpflichtende Länderregelungen gelten – die üblicherweise nicht in Folge von EEG-Novellen angepasst werden – empfehlen wir eine **Verbesserung Rechtsverhältnis EEG und Landesgesetze** (Anpassung § 22b EEG). Der bne[9] hat ein Rechtsgutachten[10] erarbeitet, das die folgenden Änderungsempfehlungen bzgl. Freiflächenanlagen im § 6 EEG und § 22b EEG im Detail diskutiert (hier angepasst an EEG2027-E):

> ***§ 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau***
>
> *(1) Anlagenbetreiber sollen Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell beteiligen. Zu diesem Zweck dürfen folgende Anlagenbetreiber den Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten:*
>
> 1. *Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Maßgabe von Absatz 2 und*
> 2. *Betreiber von* ***Solaranlagen des ersten Segments*** nach Maßgabe von Absatz 3.
>
> *(2) [Diese Vorschläge befassen sich nicht mit der Beteiligung am Windkraftanlagen.]*
>
> *(3) Bei* ***Solaranlagen des ersten Segments*** dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt **0,2 Cent** pro Kilowattstunde für ***erzeugte Strommenge sowie für die Strommenge, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erzeugt wurde***, angeboten werden. Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die ***Solaranlagen des ersten Segments*** befinden. Befinden sich die ***Solaranlagen des ersten Segments*** auf gemeindefreien Gebieten, gilt für diese Gebiete der nach Landesrecht jeweils zuständige Landkreis als betroffen. Im Übrigen ist Absatz 2 Satz 4 bis 7 entsprechend anzuwenden. ***Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, darf die gesamte in den Solaranlagen des ersten Segments erzeugte und zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz eingespeiste Strommenge Grundlage für die Ermittlung der Zuwendungen sein.***
>
> *(4)* ***Werden Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragrafen abgeschlossen, achten die Gemeinden und andere öffentliche Stellen und Behörden darauf und stellen sicher, dass die Vereinbarungen keinen Einfluss auf die Gesetzmäßigkeit des Verwaltungshandelns haben.***
>
> *Bei* ***Solaranlagen des ersten Segments*** dürfen die betroffenen Kommunen den Abschluss der Vereinbarungen davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht, vorgelegt oder nachgewiesen hat, dass die Umsetzung dieser Kriterien nicht möglich ist. Die Vereinbarungen gel-

[9] bne (2025/09): Solarparks mit Speichern brauchen ein Update der kommunalen Beteiligung (LINK)

[10] vbvh (2025/06): Rechtsgutachten zur Verbesserung der Kommunalbeteiligung an Solarbatteriekraftwerken (LINK)

ten nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs. Satz 3 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.

*(5) Für **die tatsächlich erzeugte Strommenge sowie für die Strommenge, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erzeugt wurde***, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen eine Zahlung als Förderung erhalten haben oder einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber geleistet haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragrafen an eine Gemeinde oder einen Landkreise geleistet haben, können sie ~~**bis zur Höhe von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde**~~ die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. ***Die Erstattung durch den Netzbetreiber muss innerhalb von acht Wochen nach Eingang des vollständigen Antrags des Anlagenbetreibers erfolgen.***

(Anm.: Wir empfehlen die vollständige Kompensation, wie bisher.)

Komplexitätsproblem im Entwurf: Die Ausführungen in der Begründung zum Referentenentwurf (zu §6 Absatz 5 EEG, S. 186) benennen, dass die zentrale Voraussetzung für die Erstattungsfähigkeit sei, „dass für die relevante Strommenge eine Förderung in Anspruch genommen wurde oder Refinanzierung geleistet werden musste“. Dies bedingt eine Netzeinspeisung. Moderne Anlagen sind vielfältiger. Sie versorgen Verbraucher teilweise direkt oder haben Speicher, die an verschiedenen Märkten eingesetzt werden und die Graustrommengen handeln können (vgl. Abgrenzungsoption nach § 19 Absatz 3b EEG) und dadurch zusätzlich Netzeinspeisung haben können. Auch können Speicher am Netzverknüpfungspunkt der Anlagen errichtet werden, der sich nicht zwingend auf dem Gemeindegebiet der betroffenen Gemeinde liegt. Die erhöhte Komplexität der Ermittlung und Abrechnung der der Erstattung ist **nicht praxistauglich** und der **Prüfaufwand bei allen Beteiligten erheblich**. Wir empfehlen daher, dass generell im Rahmen von § 6 EEG die **Erstattung für den Betrag in Höhe der im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages** erfolgen soll. Die Neuregelung sieht vor dabei, dass die Erstattung durch die „tatsächlich produzierte“ Menge limitiert ist. Eine solche Vereinfachung ist auch systemgerecht. Die Entscheidung des Anlagenbetreibers für die Teilnahme am Förderregime mit beiderseitig gleitender Marktprämie oder für ein Ausscheiden aus diesem System bestimmt bereits, ob und in welchem Umfang Marktmehrerlöse abgeschöpft werden. Damit unterliegen sämtliche Strommengen, für die eine Förderung oder Refinanzierung nach dem EEG erfolgt, unabhängig von ihrer konkreten Vermarktungsform oder einer vorgelagerten Zwischenspeicherung bereits den energiewirtschaftlichen Förder- und Abschöpfungsmechanismen des EEG. Zusätzliche strommengenbezogene Abgrenzungen allein für die Erstattung nach § 6 EEG führen daher zu erheblichem Verwaltungsaufwand, ohne einen erkennbaren Mehrwert zu erfüllen.

Zu § 7 EEG (EEG2027) / Gesetzliches Schuldverhältnis

Im EEG besteht das Prinzip: „Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Pflichten nach diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen“ (§ 7 Abs. 1. EEG). Die Ergänzung im § 7 Abs. 2 Nr. 3 EEG, ist wegen des der Einführung von Refinanzierungsbeiträgen sachgerecht. Eine weitere Aufweichung dieses Prinzip z.B. bezüglich des Netzzugangs muss unterbleiben.

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss („kapazitätslimitierte Gebiete, [10-20%]“)

Der § 8 EEG wird entsprechend der Entwürfe des „Netzpakets“ erheblich verändert, was die **Grundprinzipien des EEGs drastisch verändert**. Enthalten ist die Abschaffung der Pflicht des VNB, neue Anlagen an Netz in einem „kapazitätslimitiert ausgewiesenen Netzgebiet“ anzuschließen. Das Netzpaket sieht eine Verpflichtung über ein Angebot eines Vertrags vor, dass in diesem Fall den finanziellen

Ausgleich bei Abregelung (Redispatch-Vorbehalt) für die Dauer der Kapazitätslimitierung entfällt, wobei der Verzicht auf [10-20] Prozent des gesamten in einem Jahr durch die Anlage erzeugten Stroms zu begrenzen ist. Dies ist inkompatibel mit § 7 EEG / Gesetzliches Schuldverhältnis, was weder im EEG 2027 noch im Netzanschlusspaket reflektiert wird. **Der Redispatch-Vorbehalt ist entschieden abzulehnen.** Der Ansatz wird wegen seiner inneren Logikprobleme auch nicht besser, wenn versucht wird Parameter der Ausgestaltung zu verbessern. Es ist zudem fraglich, ob das Instrument rechtlichen Bestand haben wird. **Die Aushöhlung des gesetzlichen Schuldverhältnisses im EEG ist abzulehnen.** Netzbetreiber sind über den §14d EnWG schon heute verpflichtet, das Netz vorausschauend auszubauen und problematische Netzknoten schneller zu optimieren. Eine Priorisierung des Ausbaus von problematischen Netzknoten kann der Gesetzgeber auch umsetzen, ohne dabei die Investitionssicherheit für den Wind und PV-Ausbau zu opfern. **Der bne empfiehlt, den Redispatch-Vorbehalt auf keinen Fall umzusetzen.** Die Ziele des Netzanschlusspakets werden bereits vom vorgesehenen Baukostenzuschuss adressiert bzw. sollen und können zusätzlich mit der „systemdienlichen Netzanschlussleistung“ (SAL) erreicht werden. Der bne hält bei einer Umsetzung des Redispatchvorbehalts eine pauschale Kürzung der Entschädigung um bis zu 20 Prozent für unionsrechtswidrig.

Zu § 3 Nr. 18 EEG und § 8 Absatz 1 EEG (Netzpaket) / „Einspeisenetz“ des VNB darf kein Wartenetz werden (24 Monate-Frist, Vorbau-Recht und Kapazitäts-Sharing)

Ob „Einspeisenetze“ eine beschleunigende Wirkung haben, hängt von der Ausgestaltung ab. Das **Problem im Entwurf** ist, dass im § 3 Nr. 18 EnWG als Einspeisenetze nur Netzteile definiert **„die der Netzbetreiber …bereitstellt“.** Das Konzept der Einspeisenetze (als gebündelte Netzanschlusspunkte oder „Einspeisesteckdosen“ für Regionen mit hohem Zubaupotential) droht damit in der aktuellen Form zu einem **Flaschenhals** zu werden. Wer auf die Fertigstellung der „Steckdose“ warten muss, verliert Jahre; wer sich anschließt, unterwirft sich dem Diktat des Netzbetreibers im Flexible Connection Agreement (FCA) – was absehbar noch individueller werden wird, als es normale FCA schon sind. Zudem wird die Bezugleistung auch nicht klar geregelt. Das **Konzept sollte vom „Wartenetz“ zum „Beschleunigungsnetz“ weiterentwickelt werden**. Es gibt mehrere Optionen. Wir schlagen wir zwei Erweiterungen vor. Einerseits sollte den Netzbetreibern die **vorausschauende bedarfsgerechte Netzausbauplanung** erleichtert werden. Andererseits sollten bei „Einspeisenetzen“ klare Fristen, ein Recht auf **privatwirtschaftlichem Vorbau** und standardisierten Entschädigungsrechten gelten.

Vorschlag 1: Vorausschauende bedarfsgerechte Netzausbauplanung

Dieser Vorschlag wird im bne-Gutachten unter Punkt „Vorausschauende, bedarfsgerechte Netzausbauplanung mit n-1 Sicherheit“ ausführlich diskutiert: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bbh-EEG-Loesung-Netzanschluss.pdf#page=23

In § 8 Absatz 3 EEG wird folgender Satz 2 eingefügt:
„Der Netzbetreiber darf abweichend von den Absätzen 1 und 2 der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuweisen, es sei denn, die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 11 Absatz 1 wäre an diesem Verknüpfungspunkt nicht sichergestellt. ***Die Voraussetzungen nach Satz 1 sind insbesondere erfüllt, wenn der zugewiesene Verknüpfungspunkt nach einer planerischen Gesamtbetrachtung von gestellten Netzanschlussbegehren sowie erwarteten Anschlüssen für den koordinierten Anschluss von Anlagen und für die Einspeisung von Strom aus diesen Anlagen geeignet ist.*** *“*

(Explizite Verankerung des vorausschauenden Netzausbaus, Begründung im Gutachten)

Vorschlag 2: Vorbau-Recht und Ergänzung in Netzausbauplänen

Wenn der Netzbetreiber ein Einspeisenetz nach § 3 Nr. 18. EEG plant, aber **nicht innerhalb von 24 Monaten fertigstellt**, sollte das EEG den Investoren das Recht einräumen, dieses Netz (oder Teile davon) selbst zu errichten oder vorzufinanzieren. Die Kosten für den Vorbau werden mit den späteren Netzentgelten oder Baukostenzuschüssen (BKZ) verrechnet. Vorteil: Ingenieurbüros und Generalunternehmer der Projektierer sind oft schneller als die bürokratischen Ausschreibungsprozesse der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Vorschlag 3: Weiterentwicklung der FCA an Einspeisenetzen

Ein Einspeisenetz sollte nicht nur ein passives Kabel sein, sondern ein aktiver Flexibilitäts-Hub. Das FCA darf in diesen Netzen kein einseitiger Verzicht sein, sondern muss mindestens folgende Bedingungen erfüllen:

Garantierte Mindest-Abnahme: Das Einspeisenetz muss so dimensioniert sein, dass eine garantierte Basis-Einspeisung (z.B. 70 % der installierten Leistung) immer ohne Abregelung (bzw. mit regulärem entschädigungspflichtigen Redispatch) möglich ist. Nur die Spitzen werden im FCA flexibilisiert.

Dynamisches Kapazitäts-Sharing: VNB werden zur Transparenz über die Schaltfeldausnutzung verpflichtet. Wenn kein Redispatch vorliegt und z.B. Windpark A nicht einspeist, muss Solar-Investor B dessen Kapazität im Einspeisenetz automatisch nutzen können, ohne dass der VNB dazwischenschaltet. Im Fall von Redispatch sollen Speicher Erzeugung zwischenpuffern können. Dies erfordert eine gesetzliche Pflicht für den VNB, die Kapazitätsdaten des Hubs in Echtzeit (API) an die angeschlossenen Netznutzer bereitzustellen.

Formulierungsvorschlag wie man die Einspeisenetze investorenfreundlicher gestalten könnte

> **§8[x] EEG Beschleunigte Einspeisenetze, Realisierungs-Garantie**
>
> (1) Weist der Netzbetreiber einem Anschlussbegehren ein geplantes Einspeisenetz zu, hat er den verbindlichen Fertigstellungstermin zu nennen. Dieser darf 24 Monate ab Zuweisung nicht überschreiten.
>
> (2) Bei Überschreitung der Frist nach Absatz 1 ist der Netzbetreiber verpflichtet, dem Anlagenbetreiber den Bau des Anschlusses zu gestatten. Die dabei entstehenden notwendigen Kosten sind vom Netzbetreiber zu erstatten oder gegen künftige Netzentgelte aufzurechnen.
>
> (3) Flexible Netzanschlussverträge (FCA) in Einspeisenetzen dürfen eine zeitliche Begrenzung der Einspeisung nur vorsehen, wenn dem Anlagenbetreiber im Gegenzug das Recht eingeräumt wird, an diesem Knotenpunkt Speichertechnologien ohne zusätzliche Netzprüfung zu installieren.

Vorschlag 4: Leitungsinfrastruktur vor Netzverknüpfungspunkt ist kein reguliertes Verteilernetz

Der bne schlägt vor, die Definition der Einspeiseinfrastruktur so anzupassen, dass Anlagen zur Verbindung von EE-Erzeugern, Speichern und Ladepunkten vor dem Netzverknüpfungspunkt ausdrücklich nicht als regulierte Energieversorgungsnetze gelten. Dies würde es Investoren ermöglichen, private „Satelliten-Umspannwerke“ zu errichten, ohne den bürokratischen Pflichten eines Netzbetreibers zu unterliegen.

Dies ist ein entscheidender Hebel, um die Sektorkopplung (z.B. Kopplung von PV-Parks mit Elektrolyseuren oder Rechenzentren) voranzutreiben. Diese Ausgestaltung wird auch vom BWE empfohlen, in Konzept der „Einspeiseinfrastruktur“.[11]

Zu § 8 EEG (EEG2027) / Anschluss (an Einspeisenetz, BKZ-Anrechnung)

Im 8 Abs. 1 S. 3 EEG wird vorgeschlagen, dass ein Baukostenzuschuss (BKZ) an einem Einspeisenetz berücksichtigt werden **kann**. Da der Netzbetreiber die Regeln für den Netzanschluss an der Einspeisesteckdose setzt und zugleich die Einspeisesteckdose als Teil der regulierten Netzinfrastruktur über die Netzentgelte refinanziert bekommt (inkl. garantierter Verzinsung), ist eine Kann-Regelung zu einem etwaigen BKZ **nicht sachgerecht**. Der VNB muss verpflichtet werden, einen etwaigen BKZ an einer Einspeisesteckdose zu berücksichtigen.

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss an „Einspeisenetz“

Laut Entwurf können Netzbetreiber die Kosten nach § 17 bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts auch nur anteilig berücksichtigen, „insbesondere“ für den Anschluss an ein Einspeisenetz. Damit lenken VNB den Netzanschlüssen an ihre „Einspeisesteckdosen“, wodurch Anschlussleitungen länger und Trassenkosten höher werden – was jedoch von Anlagenbetreiber zu tragen ist. Netzbetreiber werden an anderen Netzanschlüssen „Mondpreise“ aufrufen, um Anlagen an Einspeisesteckdosen zu steuern – an denen die VNB die Regel festlegen. Das ist volkswirtschaftlich ineffizient.

Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Begrenzung auf 70% (PV) bzw. 280/m² (Wind)

Ab dem Jahr 2027 soll dem Entwurf nach bei PV-Anlagen in der Ausschreibung die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage begrenzt werden. Bei Wind an Land gibt es einen ähnlich wirkende Leistungsbegrenzung. Soweit mehrere Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, bezieht sich die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung nach Satz 4 auf die gesamte gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung dieser Anlagen. Im Entwurf sollte in § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG (und nicht nur in der Begründung) geregelt werden, dass „Anlagen“ auch Energiespeicher umfassen (Formulierungsvorschlag: *„gesamte gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung dieser **Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen**“).* Die Begrenzung gilt deutschlandweit, dauerhaft und erfolgt unabhängig von möglichen Kapazitätsengpässen am Netzverknüpfungspunkt. Die **Regelung sollte auf kapazitätslimitierte Netzgebiete begrenzt sein**. In anderen Gebieten ist sie nicht erforderlich. Dort führt sie zu massiven Einschränkungen der Anlagenwirtschaftlichkeit z.B. von Solarparks. Wirtschaftlich wäre sie für Anlagenbetreiber notfalls tragbar – aber nur, wenn der Anlagenbetreiber zuverlässig einen Batteriespeicher einsetzen kann, um die wegen der Regelung nicht einspeisbare Strommengen zwischenzuspeichern (vgl. Vorschlag zu § 13a Absatz 5 EnWG). Genau dies aber behindern viele Netzbetreiber in der Praxis massiv. Eine Spitzenkappung wäre daher grundsätzlich nur dann denkbar, wenn sie einen klaren und eindeutigen Vorbehalt umfasst, dass der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber zuerst im konkreten Fall den Einsatz eines Batteriespeichers **Co-Generation-Speichers inklusive Graustromeinspeicherung ermöglichen** muss. So-

[11] BWE (01/2026) Einspeiseinfrastruktur: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/01-netze/20260127_BWE_Positionspapier_Einspeiseinfrastruktur.pdf

lange der Netzbetreiber keine Netzanschlusszusage für den Speicher gegeben hat, kommt die Begrenzung auf 70% nicht zur Anwendung. Da der Bau des Speichers seine Zeit benötigt, kommt die 70% Regelung erst dann zur Anwendung, wenn der Speicher in Betrieb genommen ist, spätestens aber 18 Monate nach Erteilung der Netzanschlusszusage des Verteilnetzbetreibers.

Zu § 8 Absatz 4 EEG (Netzpaket) / kein Recht auf Anschluss in kapazitätslimitierten Gebieten und Redispatch-Vorbehalt (Kritik)

Der neu geregelte § 8 Absatz 4 EEG streicht die Pflicht des VNB, Anschlüsse von EE-Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten auszuführen. Kritik „volle Netzen“, Lösung Flexibilität + Ausbau, nicht Limits.

Vorschlag: **Ablehung**.

Alternativ: Formulierungsänderungen

- **max. 10%** („Verzicht auf [10-20] Prozent des gesamten in einem Jahr durch die Anlage erzeugten Stroms zu begrenzen ist.)
- Probleme für Lieferanten adressieren (z.B. Ersatzbeschaffung)
- Technologiespezifisch ist das Minimum (keine „kann“-Regelung für den VNB)

Zu § 8 Absatz 4 EEG (Netzpaket) / Erneuerung, Modernisierung oder Erweiterung

Ziel des Repowerings ist es, vorhandene Netzanschlusskapazitäten möglichst effizient zu nutzen. Insbesondere Repowering, DC-Überbauung sowie die Ergänzung bestehender Erzeugungsanlagen um Stromspeicher sollen ermöglicht werden, ohne dass allein aufgrund einer Erhöhung der installierten Leistung hinter dem Netzverknüpfungspunkt eine erneute Netzanschlussprüfung erforderlich wird, sofern die vereinbarte maximale Einspeiseleistung unverändert bleibt.

Vorschlag: „Die Erneuerung, Modernisierung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage führt **nicht** zu einem neuen Netzanschlussbegehren und lässt den bestehenden Netzanschlussanspruch unberührt, soweit die am Netzverknüpfungspunkt vereinbarte maximale Einspeiseleistung nicht erhöht wird.“ Für Batteriespeicher, zusätzlich: „Dies gilt auch für die Kombination der Anlage mit einem Stromspeicher, sofern durch geeignete technische Einrichtungen sichergestellt ist, dass die vereinbarte maximale Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt nicht überschritten wird.“

Zu § 8a EEG (Netzpaket oder EEG2027) / Flexible Netzanschlussvereinbarungen (zzgl. § 12 und § 52 EEG)

Der bne empfiehlt, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen nicht länger nur auf bilateraler, freiwilliger Basis beruhen dürfen. **Die Erfahrungen der letzten Monate belegen eindeutig, dass individuelle FCA den EE-Zubau blockieren, statt ihn zu fördern.** Individuell „verhandelte“ Netzanschlussverträge gibt es in der Praxis nicht, da die Verhandlungsgrundlage fehlt. Auch eine „Pflicht“ zum Abschluss solcher Verträge löst das Problem nicht, solange die systemischen Ursachen von FCA bestehen, bleiben:

- **Interessen- und Risikoasymmetrie:** Zwischen Netzbetreibern (VNB) und Anschlussnehmern herrscht ein fundamentales Machtgefälle, sowie ein ungleiches Risikoprofil. Weil Netzbetreiber kein Risiko bei einem Netzanschluss tragen müssen, versuchen sie Projektierer dazu zu zwingen, Bedingungen zu akzeptieren, die Projekte in Konsequenz unfinanzierbar („unbankable“) machen.

- **Fehlende Standardisierung („Kleinstaaterei"):** Ein effizienter Prozess lässt sich nicht durch hunderte individuelle Vertragsvarianten von über 850 verschiedenen Netzbetreibern abbilden. VNB verweigern standardisierte Lösungen, was zu nichtssagenden Ablehnungen oder unzumutbaren Vertragsklauseln führt. Vorschläge wie „Einspeisesteckdosen" führen zu noch mehr Kleinstaaterei.
- **Ausbremsen von Co-Location-Speichern:** Gerade für Batteriespeicher, die dem System dringend benötigte Flexibilität liefern, sind aktuelle FCA-Praktiken ein massives Hindernis. Oft legen VNB die Flexibilität durch träge Rampenvorgaben lahm oder verbieten die Ladung in Redispatch-Situationen gänzlich. Selbst einfacher „Grünstromspeicher" werden dadurch unwirtschaftlich, von „Mischstromspeichern" ganz zu schweigen. Dadurch wird auch verhindert, dass Speicher an Solarparks in Zeiten von Starkwind Strom einspeichern und so das Netz entlasten.
- **Falsches Verständnis zum Netzanschluss:** Der oft kilometerlange Netzanschluss einer EE-Anlagen wird vom Anlagenbetreiber geplant, gebaut und finanziert, nicht vom Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt Netzverknüpfungspunkt zur Verfügung und verstärkt das vorgelagerte Netz, wofür die Kosten erstattet werden. Die Auslastung der Netzverknüpfungspunkte ist oft sehr schlecht. Die flexible Netzanschlussnutzung könnten das auflösen und Netzanschlusskosten (= Anlagenkosten, damit auch Förderkosten) sparen. VNB wollen FCA zur Netzausbauvermeidung einsetzen.

Flexible Netznutzung: Ein gesetzliches Standard-Regelwerk im EEG für Standardfälle

Anstelle von individueller „FCA-Vertrags-Kleinstaaterei" sollte die flexible Netznutzung gesetzlich normiert werden. Für Standardfälle wie EE-Anlagen und Co-Location-Speicher ist ein **Komplett-Paket an Regeln** direkt im EEG erforderlich. Das passt auch besser zu einem weiterentwickelten EEG mit CfD.

- **Gesetzlicher Standardrahmen statt Einzelverträge:** Das Recht auf Netzzugang muss an fest definierte, gesetzliche Regelungen zur Netznutzung geknüpft werden. Dies ist ein Kernbestandteil des EESs, begrenzt den willkürlichen Spielraum der Netzbetreiber und schafft ab dem Zeitpunkt der Standortwahl die nötige Investitionssicherheit.
- **Klare Definition der Unzumutbarkeitsgrenze und der Kostenübernahme:** Es sollte im Gesetz (z.B. in § 12 EEG) klar geregelt werden, wann der Netzausbau zur Abnahme des gesamten Stroms für den Verteilnetzbetreiber unzumutbar wird. Im Gegenzug sollen Anlagenbetreiber das Recht erhalten, die Kosten zu tragen, die diese Zumutbarkeitsgrenze überschreiten, um sich so den Netzzugang verlässlich an einem bestimmten Netzverknüpfungspunkt zu sichern.
- **Gesetzlich verankertes Recht auf Überbauung:** Als elementarer Teil eines gesetzlichen FCA-Rahmens (z.B. in § 8 EEG) muss das Recht der Anlagenbetreiber zur Überbauung explizit festgeschrieben und direkt mit verbindlichen Regelungen zur Netznutzung verbunden werden.
- **Wirksame Durchsetzung und Sanktionierung:** Die Durchsetzung der flexiblen Netznutzung kann ebenfalls gesetzlich (z.B. in § 52 EEG) verankert werden. Bei Überschreitung der maximalen Wirkleistungseinspeisung sollten scharfe Rechtsfolgen greifen, wie etwa eine viertelstundenscharfe Sanktionierung. Flankiert werden muss dies durch einen Rechtsanspruch auf digitale Einsicht in die Netzauslastung, um netzdienliches Verhalten erst zu ermöglichen.

Ein **bundeseinheitlicher, im EEG festgeschriebener Rechtsrahmen mit klaren Standards, Pflichten und Sanktionsmechanismen** kann den Netzanschluss beschleunigen und die nötige Planungssicherheit für Großprojekte wiederherstellen. Ein solchen Rahmen enthält:

- **Definition einer Grenze der Unzumutbarkeit für den Netzausbau in das EEG aufzunehmen**, indem in 12 Abs. 3 EEG folgender Satz 3 angefügt wird:

  „Die wirtschaftliche Unzumutbarkeit nach Satz 1 ist erreicht, wenn die Kosten für die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Netzes mehr als 15 Prozent der Errichtungskosten der Anlage betragen."

- **Abweichende Regelungen zur Kostentragung bzgl. Netzausbauaufzunehmen**, im § 8 EEG oder alternativ im § 12 Abs. 3 Satz 1 EEG (hier dargestellt):

  „Der Netzbetreiber muss sein Netz nicht optimieren, verstärken und ausbauen, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ***ist und der Anlagenbetreiber abweichend von § 17 nicht die Kosten trägt, welche die wirtschaftliche Zumutbarkeit überschreiten."***

- **Recht des Anlagenbetreibers zur Überbauung** (neuer § 8 Abs. 2a EEG)

  „Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, wenn das Netz optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden müsste (Überbauung), Anlagen oder Stromspeicher anderer Betreiber nicht bereits angeschlossen sind oder zeitgleich angeschlossen werden sollen und

  a) die Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber in Textform erklären, dass sie auf die Ausübung des Verlangens nach § 12 Absatz 1 bis zur Stilllegung der Anlage verzichten,

  b) die Höhe der anschlussseitigen maximalen Wirkleistungseinspeisung auf die im Zeitpunkt des Anschlusses der Anlage an das Netz ohne Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes zur Verfügung stehende Anschlusskapazität bis zur Stilllegung der Anlage dauerhaft begrenzt wird (dauerhafte statische Leistungsbegrenzung),

  c) die Anlagenbetreiber bis zur Stilllegung der Anlage über technische Einrichtungen sicherstellen, dass sich die Einspeisungen stets innerhalb der zulässigen Netzanschlussleistung im Sinne des Buchstaben b bewegen,

  d) die Anlagenbetreiber bis zur Stilllegung der Anlage dauerhaft die zulässige Netzanschlussleistung im Sinne des Buchstaben b einhalten,

  e) die Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bis zur Stilllegung der Anlage die tatsächlich in Anspruch genommene Netzanschlussleistung unverzüglich in Textform für jede Viertelstunde nachweisen,

  f) die Anlagenbetreiber bis zur Stilllegung der Anlage technisch sicherstellen, dass die Nutzung der technischen Einrichtungen im Sinne des Buchstaben c das Recht des Netzbetreibers zu Maßnahmen nach §§ 13, 13a, 14 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 351)

geändert worden ist, nicht beschränkt wird und im Fall konkurrierender Anforderungen mit marktlichen Steuerungsmaßnahmen sowohl den Reduzierungen nach §§ 13, 13a, 14 EnWG als auch der Begrenzung nach Buchstabe c stets Vorrang eingeräumt

wird und

g) die Anlagenbetreiber im Hinblick auf die installierte Leistung der Anlage, welche über die anschlussseitigen maximalen Wirkleistungseinspeisung hinausgeht, auf die ihnen zustehenden Rechte nach diesem Gesetz und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen und dem Energiewirtschaftsgesetz und den aufgrund des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Verordnungen und Festlegungen, bis zur Stilllegung der Anlage verzichten.

Ändert sich die Person des Anlagenbetreibers, gilt das nach Absatz 2a ausgeübte Wahlrecht auch gegenüber dem neuen Anlagenbetreiber. Satz 2 gilt im Hinblick auf weitere Wechsel der Person des Anlagenbetreibers entsprechend."

(sowie Folgeanpassungen, siehe Gutachten)

- **Durchsetzung sichern: Rechtsfolgen im EEG beschrieben** (§ 52 Abs. 2a EEG, zzgl. Anpassungen)

  (2a) Abweichend von Absatz 2 beträgt die zu leistende Zahlung bei einem Verstoß gegen Absatz 1 Nummer 4b pro Viertelstunde 10 Euro pro Kilowatt in Anspruch genommene Anschlussleistung, welche in einer Viertelstunde die anschlussseitige maximale Wirkleistungseinspeisung überschreitet.

  (weitere Anpassungen im §52 EEG nötig, siehe Gutachten)

Das Gutachten finden sie hier: BBH-Gutachten zur flexiblen Netzanschlussnutzung im EEG (https://www.bne-online.de/flexible-netznutzung-im-eeg-statt-individueller-netzanschlussvertraege)

Zu § 8a EEG (Netzpaket oder EEG2027) / Kapazitätsweitergabe bei FCA

Die gesetzliche Zuordnung von Netzanschlusskapazitäten an Einzelanlagen **erschwert die Finanzierung flexibler Überbauungen (FCA), da beim Rückbau einer Bestandsanlage deren Kapazität rechtlich verfällt**. Zur Behebung dieser Unwägbarkeit bedarf es einer klaren Regelung im EEG und EnWG, die Verteilnetzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, regelbasiert die freiwerdende Netzleistung am selben Verknüpfungspunkt direkt auf nachgelagerte Erzeugungs- sowie Speicheranlagen zu übertragen („Kapazitätsweitergabe"). Im EnWG wird die Anschlusskapazitäten pro Netzanschluss vergeben, im EEG erfolgt eine anlagenbezogene Zuordnung der Anschlusskapazität. In Folge fällt aktuell bei Stilllegung einer EEG-Anlage deren Anschlusskapazität an den Netzbetreiber zurück. Wird z.B. der Netzanschluss einer bestehenden Windkraftanlage mit weiteren Anlagen überbaut (Speicher oder komplementäre EE-Technologien) und muss dann die Altanlage, z. B. wegen Auslaufens des Standsicherheitsnachweises, stillgelegt werden, entfällt für die neuen Anlagen die Möglichkeit, Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einzuspeisen, da für sie kein „eigener" Anspruch auf Einspeisung an diesem Netzanschlusspunkt besteht. Die Folge wäre, dass alle Anlagen stillgelegt werden müssten, was zu einem Finanzierungsrisiko führt, das voraussichtlich kein Finanzierer eingehen wird. Eine Regelung ist notwendig, um z.B. Musterverträge für FCA zu entwickeln. Sie könnte z.B. einen mit der Zeit anwachsenden Anspruch auf weitergegebene Netzkapazität enthalten (z.B. 20%/Jahr), um Missbrauch zu unterbinden. Um rechtssichere Anwendung und ggf. ein schnelles Nachjustieren zu ermöglichen, sollte die BNetzA entsprechende Festlegungskompetenzen erhalten.

Lösungsansatz:

§ 8a, nach Absatz 3 wird folgender Absatz 4 eingefügt:

Werden Netzanschlusskapazitäten dadurch frei, dass bei mehreren hinter demselben Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen eine Anlage wegfällt, dürfen Netzbetreiber die Netzanschlusskapazität der wegfallenden Anlage den bereits mittels flexiblen Netzanschlussvereinbarungen angeschlossenen Anlagen zuteilen. Wurden in den flexiblen Netzanschlussvereinbarungen oder anderen vertraglichen Vereinbarungen keine abweichenden Regelungen getroffen, erfolgt die Aufteilung der freiwerdenden Kapazitäten zu gleichen Teilen auf alle an diesem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen.

(zzgl. Regelung für mit der Zeit anwachsenden Anspruch auf weitergegebene Netzkapazität)

Zu § 8b EEG (EEG2027) / Mitteilung des Einspeiseortes, Verzugspauschale

Die **Malo-ID wird nur in den seltensten Fällen innerhalb der Frist übermittelt.** Die dadurch entstehenden Verzögerungen im Anschlussverfahren nach §§ 8 ff. EEG führen regelmäßig zu erheblichen wirtschaftlichen Nachteilen – u.a. durch entgangene Stromerträge oder Finanzierungsmehrkosten, die im Einzelfall schwer zu beziffern sein können. Deswegen sollte ein pauschalierter Schadensersatz für Anlagenbetreiber möglich werden. Der **pauschalierte Schadensersatz** dient dem Zweck, die strukturell unterlegene Position von Anlagenbetreibern gegenüber Netzbetreibern im Anschlussverfahren durch einen niedrigschwelligen, ohne Schadensdarlegung durchsetzbaren Anspruch auszugleichen. Dies gilt sowohl für Verzögerungen im Netzanschluss als auch für eine verspätete Testung der Ansteuerbarkeit nach Einbau eines intelligenten Messsystems. Wir schlagen eine **Infrastruktur-Verzugspauschale** vor**. Anlagenbetreiber erhalten ein Recht**, dass Lieferanten Strommengen aus der Teileinspeisung von Anlagen bis 25 kW, die **über ein iMSys bilanziert** werden, zu marktüblichen Konditionen den Bilanzkreis aufnehmen. Die Tarifgestaltung ist dabei frei **(„Direktvermarktungs-Stromtarife“)**. Erfolgt für eine Anlage die dafür notwenige Zuordnung zur Direktvermarktung mangels technischer Bereitstellung (iMSys/Steuerbox) durch den Netzbetreiber/gMSB oder aufgrund nicht funktionierenden Datenübermittlung von Viertelstundenwerten an den Lieferanten nicht aufnehmen, ist der Netzbetreiber/MSB zur Zahlung einer **Verzugspauschale** verpflichtet. Die Pauschale beträgt [**0,20 Euro] pro kW installierter Leistung und Kalendertag**. Der Anspruch entsteht automatisch vier Wochen nach Meldung der Betriebsbereitschaft. Die geleisteten Pauschalzahlungen des Netzbetreibers sind im Rahmen der Netzentgeltregulierung als **dauerhaft beeinflussbare Kostenanteile** zu behandeln. Eine Wälzung auf die Netzentgelte ist ausgeschlossen.

Zu § 9 EEG (EEG2027) / Technische Vorgaben: Begrenzung der Einspeisung

Die geplante Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 % für PV-Anlagen des zweiten Segments bis 100 kW bzw. 25 kW ist besonders kritisch. Diese gilt – viel zu restriktiv – unabhängig von der Vermarktungsform und iMSys-Einbau. Zwar soll damit der Speicherzubau angereizt werden, dieser Anreiz besteht jedoch bereits, da die meisten neuen Anlagen bis 30 kW ohnehin mit Speichern errichtet werden. Die starre Begrenzung ist technisch ineffizient, da sie die Nutzung verfügbarer Solarenergie auch bei freien Netzkapazitäten verhindert. Zudem gilt sie selbst für direktvermarktete Anlagen und beschränkt am Netzverknüpfungspunkt auch die Einspeisung aus Speichern. Dabei vermeiden Direktvermarkter bereits heute Einspeisungen bei negativen Preisen und nutzen Speicher marktgerecht. Eine pauschale Leistungsbegrenzung behindert diese Flexibilität und könnte bis 2032 rund 7 GW und bis 2037 rund 15 GW potenzielle Einspeiseleistung verhindern. Zudem benachteiligt sie das zweite Segment gegenüber dem ersten Segment und gegenüber KWK-Anlagen.

Zu § 10b EEG (EEG2027) / Vorgaben zur Direktvermarktung

Die technischen Vorgaben an die Direktvermarktung sollen künftig unabhängig von der Anlagengröße (EEG 2023 > 25kWp) gelten. Wir lehnen die verpflichtende Vorgabe zur Fernsteuerung ausschließlich mittels iMSys für Direktvermarktungs-Anlagen unter 25kW ab dem 1. Januar 2028 ab. Die sichere Kommunikation über die Steuerbox ist komplex und funktioniert derzeit in der Praxis nicht. Netzbetreiber waren bislang noch nicht in der Lage, standardisierte und massentaugliche Prozesse für die Fernsteuerbarkeit zu schaffen. Mit der verpflichtenden Vorgabe wird ein weiterer Netzbetreiber-Flaschenhals inkl. Abhängigkeiten zementiert. Da der Direktvermarkter die Anlage bereits im Rahmen seines Tagesgeschäfts grundsätzlich steuert, ist ein zusätzlicher Fernsteuerbarkeitsnachweis durch den Netzbetreiber überflüssig. Darüber hinaus übermittelt das iMSys die Messwerte standardmäßig am Folgetag, ein verpflichtender Direktvermarktungsprozess über das Gerät erfordert allerdings Echtzeitdaten. **Wir fordern daher weiterhin, die Steuerung des Direktvermarkters über etablierte Fernwirktechnik zu erlauben, solange die notwendigen Voraussetzungen für die Direktvermarktung zuverlässig stehen.**

Zu § 10b Absatz 7 EEG (EEG2027) / Vorgaben zur Direktvermarktung (Schwellwerte)

Die gesetzliche Pflicht für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, vertraglich Preis-Schwellenwerte für eine Abregelung festzulegen, bewerten wir als **unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit** und zusätzlichen Bürokratieaufbau und lehnen wir deswegen ab.

Zu § 17 EEG (Netzpaket) / Kapazitätserweiterung, Baukostenzuschuss

Der bne begleitet im Rahmen des AgNes-Prozesses die Regelungen zu den Baukostenzuschüssen (BKZ) konstruktiv. Zum Entwurf im Gesetz geben wir aber zu bedenken, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen nur eine begrenzte finanzielle Tragfähigkeit haben. Ein zu hoher BKZ würde deren Ausbau deutlich reduzieren oder höhere staatliche Fördersätze erforderlich machen, die letztlich aus den Bundeshalshalt ausgeglichen würden. Auch dürfen nicht mehrere Maßnahmen zur „Steuerung des Ausbaus“ übereinander liegen, was der Gesetzentwurf jedoch vorsieht (klar abzulehnender) Redispatch-Vorbehalt + BKZ + FCA. Um die Anlagenbetreiber nicht doppelt oder dreifach zu belasten, sollte zudem darauf geachtet werden, dass sich Instrumente wie BKZ, FCA und künftige dynamische Entgelte nicht überschneiden. **Im Vergleich zum Redispatch-Vorbehalt ist ein BKZ weniger schädlich für den Ausbau – erhöht aber die Förderkosten ebenso.** Wir empfehlen, dass die Bundesnetzagentur verbindliche und bundeseinheitliche Vorgaben für den BKZ erlässt, anstatt dies im Gesetzestext nur als Option („kann“) zu formulieren. Zudem möchte wir kritisieren, dass der Entwurf BKZ nur bei EE, aber nicht bei Gaskraftwerken und KWK-Anlagen vorsehen würde. Das ist nicht diskriminierungsfrei und europarechtlich problematisch.

Zu § 20 Abs. 1 EEG (EEG2027) / Marktprämie

Die vorgesehene Fördergrenze von 25 kW führt zu einer kaum gerechtfertigten Ungleichbehandlung vergleichbarer PV-Anlagen. Große Wind- und Solarparks sichern ihre Investitionen über die Marktprämie ab. Kleine PV-Anlagen dagegen werden künftig vollständig dem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Die Annahme, dass Dachanlagen allein durch Eigenverbrauch wirtschaftlich sind, ist vor dem Hintergrund der neuen Netzentgeltsystematik der Bundesnetzagentur unklar. Wir fordern daher die **Gleichbehandlung aller Anlagengrößen in einem marktbasierten System.** Die Nutzung der Marktprämie muss unabhängig von der Anlagengröße möglich sein. Marktintegration darf nicht von der Anlagengröße abhängen. **Solange die Netzbetreiber die Direktvermarktungsprozesse von Kleinanlagen nicht massentauglich beherrschen, sollte die Marktprämie zwingend erhalten bleiben.**

Die Regeln der **Pauschal- und Abgrenzungsoption** für die Abgrenzung von förderfähigem Grün- und umlagebefreitem Graustrom im Speicher sollten – unabhängig von der Marktprämie - allgemein anwendbar sein. Insbesondere die Pauschaloption sollte im EEG fest verankert werden. Es ist eine effiziente und kostengünstige Methode zur Umlagensaldierung von zwischengespeichertem Graustrom, die keine Installation eines zweiten Zählers erfordert. Wir plädieren dafür diese Regelung unabhängig von der Marktprämie ins EEG2027 aufzunehmen.

Zu § 20 Abs. 2 EEG (EEG2027) / Marktprämie

Wird dem Netzbetreiber innerhalb von sechs Monaten nach Inbetriebnahme einer Anlage über 100 KW nicht mitgeteilt, dass diese die Marktprämie in Anspruch nehmen möchte, dann geht diese dauerhaft verloren. Das scheint unverhältnismäßig, da ein bloßer Organisations- oder Kommunikationsfehler zu erheblichen finanziellen Nachteilen führen kann (solche Fehler können auch außerhalb des Einflussbereichs des Anlagenbetreibers entstehen). Die Regelung sieht außerdem keine Schutzregelung vor, wenn die Verzögerung oder Fehlzuordnung nicht vom Betreiber verursacht wurden. Eine sachgerechte Regelung sollte daher eine Heilungsmöglichkeit vorsehen und den Förderverlust auf Fälle beschränken, in denen der Anlagenbetreiber die fehlende Zuordnung vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht hat. **Die Abschöpfung von Erlösen darf Speicher nicht diskriminieren**. Ein zentrales Problem ist die Definition des Jahresmarktwerts als Referenz für die Abschöpfung. Wenn ein Speicherbetreiber Strom zu Zeiten mit negativem Marktwert einspeichert, leistet er einen wertvollen Beitrag zur Systemstabilität. Diese Leistung darf nicht durch eine spätere Abschöpfung der Ausspeiseerlöse auf Basis eines (höheren) Jahresmarktwerts zunichtegemacht werden. Die Abschöpfungsregel im EEG 2027 könnte den wirtschaftlichen Anreiz für Batteriespeicher in EEG-geförderten Anlagen schwächen. Dadurch steht sie im Widerspruch zum Ziel, durch Flexibilität Strompreisspitzen zu vermeiden und das Energiesystem stärker an volatile erneuerbare Erzeugung anzupassen. Strommengen, die durch einen Speicher zeitlich verschoben und dadurch systemdienlich vermarktet werden, sollten nicht oder nur eingeschränkt der Abschöpfung unterliegen.

Zu § 21 EEG / Netzbetreiberabnahme (statt Einspeisevergütung)

Anlagenbetreiber, die keinen Direktvermarkter finden oder die Kosten hierfür scheuen, fallen künftig in das Modell der Netzbetreiberabnahme oder in die Nulleinspeisung. Im ersteren Fall übernimmt der Netzbetreiber künftig die Vermarktung des Stroms, zahlt dem Betreiber jedoch nur noch für 3 Jahre den anzulegenden Wert abzüglich von 1 Cent für 3 Jahre. Die Netzbetreiberabnahme mit befristeter Übergangszahlung, § 19 Abs. 1 Nr. 2 und der Bonus für die sonstige Direktvermarktung, § 50c, würden die Marktintegration kleiner PV-Anlagen nur verzögern oder sogar verhindern. Bei aktuellen Marktwerten - die laut Prognosen noch sinken sollen - wäre die Übergangszahlung für kleine Prosumer-Anlagen attraktiver als die sonstige Direktvermarktung mit Bonus. Zudem werden wieder einmal neue Mechanismen gesetzlich verankert, deren Implementierung erhebliche Ressourcen blockieren werden. Diese könnten besser auf die tatsächliche Marktintegration kleiner Anlagen verwendet werden. Durch die Übergangszahlung würden die meisten Neuanlagen in den ersten drei Jahren in der Übergangszahlung bleiben und erst danach in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Effektiv würden so die nächsten drei Jahre neu errichtete Anlagen nicht auf das Marktsignal reagieren. Das erscheint nicht zielführend. Der bne spricht sich stattdessen dafür aus, dass der bestehende Mechanismus der Direktvermarktung mit Marktprämie erhalten bleibt. Die Marktprämie - in ihrer reduzierten Form - sollte allen Anlagen ungeachtet ihrer Größe Investitionssicherheit verschaffen, die sich am Marktsignal orientieren.

Zu § 21 EEG / Ausfallvergütung nicht ersatzlos abschaffen

Die **Ausfallvergütung sollte nicht abgeschafft werden**, da sie den Wechsel zwischen den Vermarktungsformen, insbesondere auch bei Wechsel oder Ausfall des Direktvermarkters, für den Betreiber absichert. Gerade bei der Einführung von Direktvermarktung in neuen Segmenten (Kleinanlagen-Direktvermarktung) ist ein solchen Mechanismus wichtig. Die Ausweitung der Direktvermarktung ist der richtige Ansatz. Sie ist aber noch nicht marktüblich.

Zu § 21b EEG / Zuordnung und Wechsel zu einer Veräußerungsform

Die Übergangszahlung als Variante der Netzbetreiberabnahme setzt keine Anreize auf Marktsignale zu reagieren. **Wir plädieren dafür stattdessen, die geförderte Direktvermarktung beizubehalten.** Sie sollte grundsätzlich für alle Anlagen mit einen iMSys nutzbar sein, sowie für Großanlagen mit Marktprämienanspruch.

Zu § 21c EEG / Verfahren für Zuordnung und Wechsel

Nimmt ein Anlagenbetreiber keine Zuordnung zu einer Veräußerungsform ein, dann wird er automatisch der Netzbetreiberabnahme zugeordnet und zur Fernsteuerbarkeit der Anlage gezwungen. Tut er das nicht, dann erwarten ihn Pönalen. Das ist unverhältnismäßig, denn der Anlagenbetreiber hat nicht allein Einfluss darauf wann ein iMSys eingebaut wird und Steuertechnik verfügbar ist.

Zu § 21d EEG (neu): Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Refinanzierungsbeitrag

Mit dem Verzicht auf den Marktwertkorridor im EEG 2027 sollen zukünftig auch zwischengespeicherte Strommengen einen Refinanzierungsbeitrag ab einem strike price auf Höhe des anzulegenden Wertes leisten, wenn die speisende Anlage einen Zuschlag erhält (§ 20 a Abs. 1 Nr. 1 i.V.m § 19 Abs. 3 bis 3b RefE-EEG 2027). Damit wird der Anreiz unterbunden, Strommengen in Zeiten negativer oder niedrigen Strompreise einzuspeichern und zu einem günstigeren Marktwertniveau/Knappheit an das Netz abzugeben und daran zu verdienen. Zumindest wird die Verdienstmöglichkeit auf die Höhe des anzulegenden Wertes begrenzt und damit die Wirtschaftlichkeit von BESS beschränkt. Im Zusammenhang mit Strompreisspitzen wird hier also der Anreiz für die Flexibilisierung durch BESS-Integration in geförderten Anlagen über die Regelungsentwürfe für das EEG 2027 weiter geschmälert.

Wir empfehlen einen Marktwertkorridor im CfD. Dieser würde es den Anlagen erleichtern, an Terminmärkten teilzunehmen, was die Liquidität der Terminmärkte steigern würde. Das höhere Angebot würde die Kosten an den Terminmärkten senken.

Zu § 21e EEG / Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung (PPA-Regelung)

Der Anlagenbetreiber muss sich künftig entscheiden, ob der den CfD beanspruchen oder für immer in die sonstige Direktvermarktung wechseln will. Letzteres ist Voraussetzung für ein PPA. Damit wird ein gängiges PPA-Modell ausgeschlossen, das es ermöglichte, PPAs über das EEG abzusichern. Damit waren auch PPAs mit Mittelständern möglich. Mit den Vorschlägen im EEG 2027 und Netzpaket wird der EEG-abgesicherte PPA-Neuanlagen Markt vollkommen verschwinden, was insbesondere mittelständische Unternehmen erheblich schadet, die sich mit PPA gegenüber Energiepreisschwankungen absichern möchten. Das ist krass **wirtschaftsstandortgefährdend**. Der EEG-Entwurf **verhindert marktübliche PPA mit EEG-abgesicherten Anlagen im Marktprämiensystem.** Dadurch wird der PPA-Markt weitgehend abgeschafft, zulasten höherer Förderkosten. Es bedarf einer Änderung, die eine **PPA-Finanzierung von Anlagen die neu in Betrieb gehen** zulässt **(„Starter-PPA“, „Mittelstands-PPA“)** – kompatibel mit der CfD-Einführung. Auch bei Kleinanlagen ist der grundsätzlich wünschenswerte Weg in die Direktvermarktung noch keineswegs reibungsarm gestaltet. Mittelstandsunternehmen konnten bislang über das EEG abgesicherte PPAs abschließen.

Bezuschlagte Projekte sind nach Inbetriebnahme in die sonstige Direktvermarktung gegangen und haben vor allem mit mittelständigen Unternehmen PPAs abgeschlossen. Erst nach Auslauf der PPAs sind die Projekte dann in die Marktprämie gewechselt. Die EEG-Absicherung war Voraussetzung der Finanzierung seitens der Banken. Der Gesetzentwurf schließt diesen Weg aus, womit künftig diese Mittelstands-PPAs nicht mehr möglich sind. Im CfD-Vorschlag fehlt ein Marktrahmen für PPAs, damit Stromlieferungen für den Mittelstand ab dem Tag eins möglich werden. Wie heute im EEG möglich, müssen auch künftig im CfD-Modell "Starter-PPA" erlaubt sein. Dafür muss die Passage gestrichen werden, die es verbietet, erst ein PPA zu machen und danach in den CfD zu gehen.

Zu § 22b Absatz 3 und 4 EEG / Bürgerenergiegesellschaften (Fristen, Finanzierbarkeit)

Bürgerenergiegesellschaften und ihre Mitglieder dürfen derzeit nur ein Wind- und ein Solarfreiflächenprojekt innerhalb von drei Jahren realisieren (vgl. § 22b Absatz 1 Nr. 3 EEG). Zusätzlich müssen Bürgerenergiegesellschaften alle fünf Jahre nachweisen, dass sie noch die Privilegien der Bürgerenergie erfüllen (vgl. § 22b Absatz 4 EEG). Die Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften sind bereits jetzt hoch. Zusätzliche zeitliche Beschränkungen sind nicht gerechtfertigt. Die Nachweispflicht erschwert zudem die Finanzierbarkeit, da Banken das Risiko eines Ausfalls bewerten, was die Finanzierung in Privileg untergräbt. Empfehlungen: Die 3 Jahre Sperrfrist sollte abgeschafft werden. Die Nachweispflicht ebenfalls abgeschafft werden, oder zumindest klare Rechtsfolgen erhalten, die Investitionen vereinfachen (z.B. Limitierungen auf [80%] des AW, bis ein Nachweis erbracht ist).

Zu § 22b Absatz 6 EEG / Bürgerenergiegesellschaften (Landesbeteiligungsgesetze)

(→ Detaillierte Erläuterung bei § 6 EEG)

Im **§ 22b Absatz 6 EEG 2023** sollte ergänzt werden:

> *(6) Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist.* **„Soweit die Länder Regelungen treffen, die Anlagenbetreiber dazu verpflichten, Gemeinden oder Bürger, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell oder in anderer Weise zu beteiligen, gilt einschränkend, dass diese Regelungen dem Anlagenbetreiber verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen. Dem Anlagenbetreiber muss dabei stets die Möglichkeit offenstehen, eine Beteiligung anzubieten,** ***die bis zu 0,4 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht, aber nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge betragen muss.***
>
> ***Außerdem muss es dem Anlagenbetreiber möglich sein, sich teilweise von der Beteiligungspflicht zu befreien, indem er bis zu [0,3 Cent]* pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 anbietet, soweit § 6 anwendbar ist.***
>
> *(*Anm. die Regelung sollte bezüglich der Höhe mit § 6 EEG harmonisiert werden)*

Zu § 23b EEG / Besondere Bestimmung zur Netzbetreiberabnahme

Als anzulegender Wert für die Höhe des Zahlungsanspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Marktwertdurchleitung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und in der Variante für ausgeförderte Anlagen (…) nach Anlage 12 (…) jedoch 10 Cent pro Kilowattstunde.

Zu § 24 EEG / Sonderregelungen für Strom aus mehreren Anlagen

Es ist gut, dass die Anlagenverklammerung im Bereich von PV-Freiflächenanlagen modernisiert wird und dass privilegierte Anlagen im Außenbereich nicht mehr anderen Anlagen zusammengefasst werden. Dies erleichtert den Ausbau von Agri-PV und PV-Freiflächenanlagen. Es besteht noch eine Unklarheit zur Verklammerung von privilegierten Anlagen im Außenbereich und Anlagen, die im Rahmen des Bürgerenergieprivilegs nach § 22b EEG errichtet wurden. Bürgerenergiesolarparks werden untereinander verklammert – was richtig ist. **Bürgerenergiesolarparks sollen klar und vollständig von der Verklammerung mit Nicht-Bürgerenergieanlagen ausgenommen werden, inklusive privilegierten Anlagen**. Dadurch würde es möglich, Anlagenteile für Beteiligungszwecke einfacher zu errichten (z.B. Bürgerenergie-Anlage als Anlagenteil eines PPA-Solarparks). Die Formulierung im Entwurf und die Begründung ist hierzu nicht klar.

Zu § 25 Ansatz 1a EEG / Zahlungen (bei Marktwertdurchleitung)

Es ist aber weiterhin nicht möglich, im Kleinanlagensegment sofort bei Inbetriebnahme die Anlagen der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen. Dadurch wird ein unnötiger Prozessschritt auf dem Weg in die Direktvermarktung fortgeführt. Diese Möglichkeit sollte eröffnet werden, z.B. als neuer Absatz im § 25 EEG.

§ 28 Absatz 3a EEG / Anpassung Ausschreibungsvolumen durch BNetzA (Windenergie)

Wir lehnen die angedachte Streichung von § 28 Absatz 3a EEG ab. Wie bisher sollte die BNetzA zukünftig das Ausschreibungsvolumen im gewissen Grad erhöhen oder reduzieren dürfen, wenn Zeile des EEGs untererfüllt oder übererfüllt werden. Ggf. sollte ein neues Instrument entwickelt werden, dass den Mechanismus gleichmäßig auf Ausschreibungen von Windenergie an Land und Photovoltaik verteilt. Der Strommengenpfad nach § 4a EEG sollte ebenfalls beibehalten werden.

§ 28a EEG / Ausschreibung PV, Segment 1

Die Anhebung der Ausschreibungsvolumen in Segment 1 auf **14 GW pro Jahr wird unterstützt**. Die Ausschreibungstermine im ersten Segment sollten verlegt werden. Der Termin vom 1. Dezember sollte auf den 1. November vorverlegt werden. Dann wären die 3 Ausschreibungstermine gleichverteilt über das Jahr. Bei dem Dezember-Termin ist das Problem, dass nur 3 Monate sind bis zur nächsten Runde verbleiben. Wenn es nun wieder so ist wie zur Dezember 2025-Ausschreibung, dass die Ergebnisse erst am 13. Februar bekannt gegeben werden, dann bleibt nicht viel Zeit bis zur nächsten Gebotsabgabefrist. Vor allem für die Bürgschaften ist das ein Problem: Erst wenn das alte Original (auf dem Postweg) zur SPV zurück ist und von dort den Weg zu Bank gefunden hat wird die Bank die neue Bürgschaft (die alte kann da nicht verwendet werden) für die neue Ausschreibungsrunde herausgeben (in der Regel sind die SPVs in der Phase ja relativ finanzschwach und können den Betrag für die 2-fache Bürgschaft nicht darstellen). Das geht dann auf dem Postweg fast nicht (das Original muss von der Bank dann an die SPV und von dort dann wieder auf Postweg zur BNetzA). Generell sollte die Ausschreibung bei der BNetzA voll durchdigitalisiert werden. Nach über 10 Jahren EEG-Ausschreibung ist die ein überfälliger Schritt.

§ 28b, §38c-h EEG / Ausschreibung PV, Segment 2

Die Reduzierung des jährlichen Ausschreibungsvolumens im Segment 2 ist nicht sachgerecht. Der Entwurf kürzt das Ausschreibungsvolumen der PV-Dachanlagenausschreibung pro Jahr um ca. 35 %. Die Dachanlagenausschreibung ist ein gutes Instrument mit einer sinnvollen Logik. Moor-PV und Parkplatz-PV sollten ins Segment 2 verschoben werden. Die Projektlogik ist für diese Anlagen Vorteilhaft und die Gebotswert sind potenziell höher, weshalb Moor-PV- und Parkplatz-PV größere Chancen

auf Zuschläge haben. Zudem stärkt dies den Wettbewerb im Segment 2, was zu niedrigeren Kosten führt. Wir empfehlen die Beibehaltung oder Erhöhung der Volumina (aktuell jährlich 2300 MW). Zudem sehen wir Chancen in Bereich der Resilienzausschreibungen und potenziell auch zu weiteren besonderen Solaranlagen., in Verbindung mit der Dachanlagenausschreibung, Segment 2.

Zu § 28e, §39n und § 88d EEG / Resilienzausschreibungen eigenständig umsetzen

Die Umsetzung von Resilienzausschreibungen im EEG mit den vorgeschlagenen Volumina (0.5 GW PV, 3.5 GW Wind an Land) ist grundsätzlich sinnvoll. Bei Photovoltaik schätzen wir die Wettbewerbsintensität als gering ein. Die Mehrkosten könnten bis zu 30 % betragen, da relevante EU-Anbietermärkte fehlen und damit das Sourcing erschwert wird. Wir empfehlen für PV die **Ausgestaltung im oder angelehnt an Segment 2 (Dachanlagen)**, da dort die Anforderungen besser umsetzbar sind (Projektorientierung, Projektsicherungsbeitrag, keine Errichtungsfristen, bürokratiearmer Prüfmechanismus bzgl. Einhaltung der Resilienzkriterien möglich, verbunden mit Erstattung des Projektsicherungsbeitrags). Nachhaltigkeits- und Resilienzkriterien sollten als Bewertungskriterien ausgeformt werden, nicht als Präqualifikation. Wir empfehlen, die geplante **Resilienzausschreibung zusätzlich zu einer weiterentwickelten Innovationsausschreibung** umzusetzen und nicht stattdessen. (siehe folgender Abschnitt). Hohe Kosten und ungewisse Umsetzung sprechen dafür, das vorgesehene Volumen bei der Photovoltaik niedrig zu halten.

Zu § 28e, §39n und § 88d EEG / Innovationsausschreibung modernisieren, anstatt sie zu streichen (Netzbildende Wechselrichter, 8h-Speicher)

Die Streichung der Innovationsausschreibung statt deren Weiterentwicklung vergibt die Chance, Speicher verstärkt für Versorgungssicherheit und Systemstabilität einzusetzen. Eine modernisierte Innovationsausschreibung könnte **Anlagenkombinationen mit netzbildenden Wechselrichtern und mit besonders großen Batteriespeichern** (8h Speicher) ausschreiben. Der Vorteil einer solchen Innovationsausschreibung ist, dass damit kurzfristig **viele Projekte mit netzbildenden Wechselrichtern bei verschiedenen Netzbetreibern** generiert werden, was die Lernkurve zur Netzintegration dieser wichtigen Technologie erheblich beschleunigen wird. Diese Anlagen könnten eine wichtige Rolle zur Erbringung wichtiger Systemleistungen, zur Systemstabilität sowie zum Systembetrieb leisten. Die Stärkung der Regelreservemärkte durch Innovationsausschreibungsspeicher ist sogar ein expliziter Wunsch der ÜNB (siehe deren „Weißbuch Regelenergie 2030“). Wir empfehlen, die Innovationsausschreibung für einen **Übergangszeitraum von 5 Jahren** weiter zu nutzen und die Innovationsausschreibungsverordnung entsprechend anzupassen. In diesem Zeitraum sollen die oben beschriebenen Lerneffekte erzielt werden. Die geplante Resilienzausschreibung sollte in limitiertem Umfang zusätzlich umgesetzt werden.

Kurzpapier zur Innovationsausschreibung, sieben Vorschläge:
Innovationsausschreibung auf Versorgungssicherheit und Systemstabilität ausrichten (7 Punkte)[12]

1. Zulassen den Netzstrombezugs (für bessere Speichernutzung)
2. Erweiterung der Speicherkapazität auf 8 Stunden
3. Vorgabe der Nutzung von netzbildenden Wechselrichtern in der Innovationsausschreibung
4. Wegfall der Regelung, dass der Speicher auch nach 20 Jahren noch nachgewiesen seine Eingangskapazität haben sollte (Ersatz durch deutlich einfachere Nachweiseerbringung)

[12] bne (2026/07) https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/Innovationsausschreibung-verbessern_2026.pdf

5. Bezuschlagte und bereits realisierte Speicherkapazität der Innovationsausschreibung schnell für Energiesicherheit nutzbar machen (Öffnung für Abgrenzungsoption).
6. Anpassung der maximalen Zuschlagsgröße der Innovationsausschreibung (> 20 MW)
7. Zulassen von Zuschlägen der Innovationsausschreibung in „benachteiligten Gebieten“

Zu §30a, §3, §32 und §25 EEG / Ausschreibungsverfahren, Sicherheiten, Zuschlagsverfahren, Bekanntgabe von Zuschlägen

Nach mehr als 10 Jahre Erfahrung mit EEG-Ausschreibungen sollte der Ausschreibungsprozess bei der BNetzA vollkommen durchdigitalisiert werden, inklusive der Zuschlagsvergabe.

Zu § 36d EEG / Pachtenbegrenzung

Die vorgesehene Umsetzung des Koalitionsvertrages in Sachen Pachtenbegrenzung ist sehr bürokratisch und erscheint praxisfern und insgesamt wenig durchdacht. Die vorgesehenen Regelungen laden in ihrer vorgeschlagenen Form nur zu komplizierten Umgehungen ein. Hier ist ein **grundsätzlich neuer Anlauf erforderlich.** Das Thema sollte in einem späteren Gesetzentwurf, z.B. als Artikel zum Verteilnetzpaket, erneut und praxistauglicher angegangen werden.

Zu § 36i EEG, § 37e EEG / Realisierungsfristen

Wir **begrüßen bei Windkraft an Land die geplante Verlängerung der Frist für die Realisierung von 30 auf 36 Monate** (§ 36 i EEG). Wir möchte darauf hinweisen, dass auch PV-Freiflächenanlagen längere Realisierungsfirsten als in der Vergangenheit aufweisen. Diese ergibt sich z.B. durch die höherer Durchschnittliche Anlagenleistung der Solarparks, deutlich komplexere Netzanschlüsse und das fehlende Nutzungsrecht für Privatgrundstücke zur Errichtung von Anschlussleitungen (vgl. § 11a EEG). Wir **empfehlen eine vergleichbare Firstanpassung in §37e EEG** (PV-Ausschreibung, Segment 1).

Zu § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. H EEG / Problem bei Solaranlagen in benachteiligten Gebieten (Formulierungsverbesserung bzgl. gesetzlich geschützter Biotope)

Die Voraussetzung für eine finanzielle Förderung nach dem EEG in benachteiligten Gebieten ist u.a., dass sich die Flurstücke weder in einem Natura-2000-Gebiet, Lebensraumtypen oder Naturschutzgebieten im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes (im Folgenden: BNatSchG) befinden dürfen bzw. die Flurstücke ein gesetzlich geschütztes Biotop nach dem BNatSchG darstellen. Das ist auch richtig so. Nach strenger Auslegung des § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. h EEG kann diese **Formulierung zu einem Ausschluss des kompletten Flurstücks führen, sobald das Flurstück auch nur teilweise in einem o.g. gesetzlich geschützten Bereich liegt**. Denn das Wort „deren“ zu Beginn des Buchstaben h) könnte so verstanden werden, dass das gesamte Flurstück diesen Anforderungen entsprechen muss. Der Wortlaut unterscheidet bei strenger Lesart nicht zwischen schutzwürdigen und nicht schutzwürdigen Teilflächen. Dadurch würde beispielsweise ein gesetzlich geschütztes Biotop (z.B. eine Hecke) auf einem nur sehr kleinen Teil eines z.B. 5 ha großen Flurstücks das gesamte Flurstück von der finanziellen Förderung ausschließen, selbst wenn dieser geschützte Bereich nicht für die Errichtung der Solaranlage in Anspruch genommen würde **(„Alles-oder-Nichts-Prinzip“**). Details sind hin in diesem Gutachten aufgearbeitet.[13]

[13] bbh (11/2024): Problem bei Solaranlagen in benachteiligten Gebieten (Formulierungsverbesserung bzgl. gesetzlich geschützter Biotope) (LINK)

Wir empfehlen die **Formulierungsverbesserung** im § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. h EEG:

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

Zu § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) 2. Variante – Flächenkulisse besondere Solaranlagen an Agrarrecht ausrichten

Europarechtlich sowie auch in nationaler agrarrechtlicher Gesetzgebung existiert keine Flächenkategorie „Flächen mit mehrjährigen Kulturen". Hierin liegt eine nicht erkennbare Abweichung, die erhebliche praktische Probleme verursacht. Begründung: Alle landwirtschaftlichen Nutzungsformen werden unter eine dieser drei Flächenkategorien subsumiert. Das EEG 2027 sollte sich daher gleichlautend in § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) auf Ackerflächen, in § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) auf Flächen mit Dauerkulturen (ohne Flächen mit mehrjährigen Kulturen) sowie in § 37 Abs. 1 Nr. 3 c) auf Dauergrünland und Dauerweideland beziehen. Die bis dato in § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) existente Flächenkulisse der „Flächen mit mehrjährigen Kulturen" führt in der landwirtschaftlichen Praxis unter einer besonderen Solaranlage mangels spiegelgleicher Regelung zu erheblichen praktischen und ökonomischen Problemen sowie Verstößen gegen die gute fachliche Praxis, § 5 Abs. 2 BNatSchG, die letztlich grundlos sind und die mangels vorhandenem Rechtsrahmen durch die BNetzA selbst widersinnig definiert wurde.

Zu §37 Abs. 1a EEG / Kriterien für naturverträgliche Bauweise von Solarparks

Wir sind überzeugt davon, dass die Solarparks ihr Potenzial für die Artenvielfalt ausspielen sollen und dass der Mindeststandard im §37 Abs. 1a EEG dazu beiträgt, die Bauweise der Anlagen artenvielfaltsfreundlich zu gestalten. Mit unserer Studie „Artenvielfalt im Solarpark"[14] können wir zeigen, dass sich auf Solarparkt die dem bisherigen Mindeststandard im EEG genügen bei guten Flächenbewirtschaftung eine hohe Artenvielfalt einstellt. Daher finden wir die vorgeschlagenen **Anpassungen sinnvoll**. Sie sichern unsere Ergebnisse ab. Durch die Stärkung der Regeln, halten wir eine **Beibehaltung der Drei-aus-Fünf-Regelung** sachgerecht.

[14] bne (2025), Artenvielfalt im Solarpark, https://sonne-sammeln.de/biodiversitaet/biodiversitaets-studie/

Man könnte die Regelung auch auf PPA-Solarparks ausdehnen, wenn man die Flächenbewirtschaftung eine hohe Artenvielfalt als landwirtschaftliche Hauptnutzung im Agrarrecht festlegt (www.bne-online.de/wp-content/uploads/Gesetzesvorschlag_und_Kriterienpapier_EAPV-1.pdf).

Zu §37 Abs. 1b EEG / Anlagen-Registrierung im MaStR vor Gebotstermin

Eine Festschreibung von Flächen vor dem Gebotstermin, wie durch § 37 Abs. 1b vorgesehen zwingt Anlagenbetreiber zu einer Festlegung des Anlagenstandorts und Eintragung im MaStR bereits vor der Auktionierung. Bislang ist es gelebte Praxis der Projektentwicklung, die Flexibilität der individuellen Standortwahl auch nach Gebotstermin zu nutzen. Die **Anlagen-Registrierung im MaStR vor Gebotstermin ist an sich sinnvoll**, die Vorgabe im § 38 Absatz 1 Nr. 1 (Standort muss mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmen) ist jedoch **nicht praxistauglich** und wird Kosten der Anlagen erhöhen (weil Risiken erhöht werden, z.B. Fristverletzungen). **Wir lehnen die Verknüpfung mit der Gebotsabgabe ab.** Wir werben für einen flexiblere Lösung, siehe Kommentare zu § 38 EEG.

Zu §37a EEG / Sicherheiten Segment 1 (einheitlich 25 € / kW)

Bisher ist Voraussetzung für reduzierte Sicherheitsleistung (25 €/kW anstelle von 50 €/kW) dass ein Satzungsbeschluss vorliegt. Dies ist wenig praxistauglich, da oft die Baugenehmigung auf Basis von §35 BauGB erfolgt. Dort gibt es keinen B-Plan. Dann tritt dann die paradoxe Situation auf, dass der Bieter trotz Baugenehmigung (die ja vom Baurecht her noch einen Schritt weiter ist als nur der Satzungsbeschluss für einen B-Plan) dennoch die höhere Sicherheitsleistung erbracht werden muss. Ein weiteres Problem der Praxis: In Bundesländern, in denen PV-Freiflächenanlagen nach § 35 verfahrensfrei sind (wie gerade in Bayern und Baden-Württemberg) bekommen Projektierer keine Baugenehmigung vom Landratsamt – diese lehnen diesen Verwaltungsakt mittlerweile ab. Dann kann kein „Nachweis“ gegenüber BNetzA geführt werden, weil es kein offizielles Dokument gibt. Wir empfehlen daher, die **Sicherheiten für Solaranlagen des ersten Segments einheitlich** auf den niedrigeren Wert von **25 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung** festzusetzen.

Zu §37b EEG / Höchstwert Segment 1

Die Änderungen im EEG 2027 (Einführung CfD, höhere Beteiligung laut §6 EEG, neue bauliche Anforderungen, Festlegung auf Standorte bei Gebotsabgabe) und im Netzanschlusspaket (Wirkleistungsbegrenzung, Quasi-FCA-Zwang, Redispatch-Vorbehalt, BKZ, etc.) erfordern eine **sachgerechte Anpassung des Höchstwerts im Segment 1**. Der im EEG enthaltene um im Entwurf nicht angepasste Mechanismus, den Höchstwert aus den drei letzten Ausschreibungen (des aktuellen EEGs, ohne diese Einschränkungen) abzuleiten spiegelt die Kostenrealität der neu hinzukommenden Regeln nicht wider. Wir werben für eine pragmatischen Lösung (einmalige Höchstwertanpassung, danach Beibehaltung des Durchschnittsmechanismus), da aufgrund der Projektpipelines Wettbewerb in den kommenden Runden zu erwarten ist.

Zu §37d EEG / Besonderes Zuschlagsverfahren im Segment 1 (Agri-PV, Moor-PV)

Es ist unverständlich, warum sich der Gesetzgeber im EEG die Flexibilität nimmt, im Segment 1 Anlagen bevorzugt zu bezuschlagen. Der **sichere Schaden der Streichung** des besonderes Zuschlagsverfahrens ist, dass **Parkplatz-PV- und Moor-PV-Anlagen keine Aussicht auf Zuschläge** im EEG haben werden, weil sie nun voll mit günstigeren PV-Freiflächenanlagen im Wettbewerb stehen. Sollte am Wegfall des besonderen Zuschlagsverfahren festgehalten werden, sollten diese Anlagen künftig im Segment 2 Gebote abgeben dürfen werden. **Unbefriedigend ist der Verlust der Planungssicherheit für viele Agri-PV-Anlagen**, einer Bauart, die für den PV-Ausbau und die Akzeptanz des Ausbaus bedeutsam ist.

Zu §37e EEG / Erhöhung der Fristen auf 36 Monate

Die Realisierungs- und Pönalfristen für Solaranlagen des ersten Segments in § 37 e i.V.m. § 54 Abs. 1 EEG 2023 sind in der Projektierungspraxis nicht mehr ausreichend und **sollten im Gleichlauf mit den Fristen für Windenergieanlagen um [12/18] Monate** verlängert werden.

Begründung: Durch die Anhebung der Gebotsgrenze auf 50 MW – besser wären 75 MW - wird Netztechnik im Rahmen des Anschlusses an das Hochspannungsnetz endgültig zum Standard für Solaranlagen des ersten Segments. Die Lieferfristen für Netztechnik, insb. UW/Trafos, liegen für Solaranlagen des ersten Segments mittlerweile jedoch bei 24 Monaten und mehr. Die Bestellung dieser kostenintensiven Langläufer kann erst erfolgen, wenn ein Zuschlag in den Ausschreibungen erreicht wurde und die Finanzierung gesichert ist. Die Realisierungsfrist des § 37 e EEG 2023 sieht ein Erlöschen des Zuschlags vor, wenn die Solaranlage nicht innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen wurde, bzw. die Zahlungsberechtigung nicht innerhalb von 26 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags beantragt wurde, was die Inbetriebnahme der Anlage voraussetzt. Beide Fristen sind angesichts der fortdauernden mehrjährigen Lieferzeiträume nicht zu halten. Die Fristen sollten daher um jeweils [12/18] Monate verlängert werden. Die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen sind bereits jetzt länger – diese Ungleichbehandlung sollte aufgehoben werden, da die zugrundeliegenden Komponenten für beide Technologien dieselben Lieferzeiträume aufweisen und gleichbehandelt werden sollten. Ebenfalls zu erhöhen ist die Frist des § 54 Abs. 1 EEG 2023 gleichlaufend um [12/18] Monate, damit die Verringerung des Zahlungsanspruches, wie bisher, sechs Monate vor Auslaufen der Erlöschensfrist des § 37e ansetzt.“

Zu §38 EEG / Zahlungsbestimmungen Segment 1 (Standorte, 75MW, Bundesländer, …)

Wir bitten darum, den **neugefassten § 38 auf Praxistauglichkeit zu überprüfen** und in Parlamentarischen Verfahren eine Anpassung zu formulieren. Die Neuformulierung wird große **Praxisprobleme** nach sie ziehen und **Kosten der Anlagen unnötig erhöhen**. Es ist zwar grundsätzlich gut, dass das EEG vereinfacht wird und der Mechanismus der Ausstellung der Zahlungsberechtigungen entfällt. **Trotz der Änderungen muss die bisherige Planungsflexibilität beibehalten werden** (z.B. Weitergabe von Zuschlägen auf andere Projekte). Das ist nicht der Fall. Die Vorgabe, dass der „Standort der Solaranlagen zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt“ ist nicht praxistauglich und sollte entweder gestrichen werden oder um die **Möglichkeit der Übertragung auf andere Standorte (wie bisher üblich) erweitert** werden. Wird der Standortwechsel durch die Neufassung von §38 EEG unterbunden, ist dies bei PV-Freiflächenanlagen auch mit Blick auf das Netzanschlusspaket ein großes Problem (z.B. wegen der Netzreservierung). Es ist auch nicht nachvollziehbar, warum der Übertrag in einem Bundesland bei benachteiligten Gebieten möglich sein soll, bei andern jedoch nicht.

Änderung: § 38 Absatz 1 Nummer 1 EEG

> *wenn der Standort der Solaranlagen zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flur stücken übereinstimmt* ***oder die Solaranlagen mit identischen Leistungsdaten an einem anderen Standort [im selben Bundesland] errichtet werden****,*

Auch sollte die die Begrenzung der **Zuschlagsgröße von 50 MW auf 75 MW angehoben werden**. Größere Anlagen führen zur gewünschten Kostendegression, insb. dadurch, dass passendere Transformatoren angeschlossen werden können. Niedrigere Kosten sind ein Ziel der Gesetzesnovelle. Zudem sollte der Gesetzgeber ein Interesse daran haben, der kostensteigernden Wirkung anderer Bestandteile sowohl der Novelle als auch der Anreizregulierung entgegenzuwirken, dazu gehören u.a. Bau-

kostenzuschüsse, Redispatch-Vorbehalt sowie Einspeisenetzentgelt für Erzeuger. Auch ist ein **Problem, dass Zuschläge für benachteiligte Gebiete nicht mehr zwischen Bundesländern übertragen werden können**. Es ist widersprüchlich, einerseits die Definition der benachteiligten Gebiete zu verbessern und andererseits die Planungsflexibilität unnötig einzuschränken.

Änderung: § 38 Absatz 1 Nummer 3 EEG

*soweit die installierte Leistung der Solaranlagen **75 Megawatt** nicht überschreitet,*

Zu §38a EEG / Bedingungen für Agri-PV (bzw. besonderen Anlagen)

Wir empfehlen, die Bedingungen für Agri-PV-Anlagen im parlamentarischen Verfahren zu verbessern. Der von BMWE im §38a vorgeschlagen Aufschlag von 0,5 ct/kWh wird nicht zur Wirtschaftlichkeit von Anlagen führen. Besondere Anlagen, die keine Agri-PV sind (z.B. Moor-PV, Parkplatz-PV) werden mit diesem geringen Aufschlag nicht mehr realisierbar sein. Um diese Anlagen nicht zu verlieren, sollte ggf. über eine Verschiebung in das Segment 2 der EEG nachgedacht werden. Auch ist unverständlich, warum weiterhin auf eine klare Definition von „hochaufgeständerten Solaranlagen“ im EEG verzichtet wird.

Zu §38b EEG / Ersetzen von Solaranlagen des ersten Segments

Die aktuellen Entwürfe von EEG 2027 und Netzanschlusspaket regeln das Zusammenspiel von Repowering und Netzanschlussbegrenzung nicht eindeutig. Nach § 38b EEG 2027 übernimmt eine repowerte PV-Anlage bis zur Höhe der bisherigen installierten Leistung den alten Inbetriebnahmezeitpunkt und Förderstatus. Eine zusätzliche Leistung gilt dagegen als neuer Anlagenteil. Das Netzanschlusspaket begrenzt zugleich die maximale Einspeiseleistung neuer Freiflächen-PV-Anlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung (und neuer Windenergieanlagen auf 280 Watt je Quadratmeter Rotorfläche). Unklar bleibt, ob diese Begrenzung bei einem Repowering nur auf die zusätzlich installierte Leistung oder auf die gesamte neue Anlage angewendet wird und ob eine bereits bestehende höhere Netzanschlusskapazität erhalten bleibt. Eine ausdrückliche Anrechnung oder Bestandsschutzregel fehlt. Nach dem Wortlaut könnte daher bei einer neuen Anschlussprüfung die gesamte repowerte Anlage der Begrenzung unterliegen. Das kann dazu führen, dass ein Repowering trotz bereits vorhandener Netzkapazität nur mit einer geringeren Einspeiseleistung angeschlossen werden darf und dadurch wirtschaftlich erschwert oder unattraktiv wird. Dies muss unbedingt korrigiert werden. Das Repowering von Solarparks scheitert noch oft daran, dass die damit erzielten zusätzlichen Anlagenleistungen nicht an Ausschreibungen teilnehmen können. Dies sollte so geändert werden, dass die zusätzliche Leistung als Neuleistung auf denselben Flächen muss vollständig Ausschreibungsfähig ist. D.h., die Regelung für Repowering müsste bei Solarparks so gestaltet werden, wie dies bereits bei Dachanlagen der Fall ist.

Zu §38h EEG / Ersetzen von Solaranlagen des zweiten Segments

Auch beim Repowering von Dachanlagen nach § 38h EEG 2027 besteht eine Abgrenzungsproblematik. Die Ersatzanlage übernimmt bis zur Höhe der bisherigen installierten Leistung den alten Inbetriebnahmezeitpunkt, eine darüberhinausgehende Mehrleistung gilt als neu. Gleichzeitig sieht § 9 Absatz 2b für bestimmte neue Solaranlagen des zweiten Segments eine dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent vor, wobei die maßgebliche Leistungsschwelle im Entwurf noch offen ist. Unklar bleibt, ob diese Begrenzung bei einer Leistungserhöhung nur auf den zusätzlichen neuen Leistungsteil oder auf die gesamte repowerte Anlage anzuwenden ist. Da beide Leistungsanteile regelmäßig über denselben Netzverknüpfungspunkt einspeisen, wäre eine getrennte

technische Begrenzung zudem schwer umzusetzen. Auch hier fehlt daher eine ausdrückliche Anrechnungs- oder Bestandsschutzregel.

Zu § 42 EEG (Netzpaket) / Stromkennzeichnung (Regionalnachweise)

Die Abschaffung der Regionalnachweise ist ein richtiger Schritt.

Zu §48 EEG / Solare Strahlungsenergie (Begriffsvereinheitlichung, um Missverständnisse bei Agri-PV zu verhindern)

Wir empfehlen eine Begriffsvereinheitlichung in §48 Ab. 1 Nr. 5b, um Missverständnisse bei Agri-PV zu verhindern Die Flächenkategorien für besondere Solaranlagen auf „landwirtschaftlichen Flächen“ sollten spiegelgleich, mithin gleichlautend, zu den agrarrechtlichen Bestimmungen geregelt sein. So stellt auch die BNetzA in beiden Festlegungen richtigerweise auf die nicht mehr in Kraft befindliche, aber zum Erlass der Festlegung Az. 8175-07-00-21/1 noch in Kraft gewesene, VO (EU) 1307/2013 sowie bei der Festlegung Az. 4.08.01.01/1#4 auf die VO (EU) 2115/2021 ab. Nach beiden EU-GAP-Verordnungen ist eine "landwirtschaftliche Fläche" jede Fläche, die als **Ackerland, Dauergrünland und Dauerweideland** oder mit **Dauerkulturen** genutzt wird, vgl. Art. 4 Abs. 1 e) VO (EU) 1307/2013, Art. 4 Abs. 3 VO (EU) 2115/2021. Begründung: Europarechtlich sowie auch in nationaler agrarrechtlicher Gesetzgebung existiert keine Flächenkategorie „Flächen mit mehrjährigen Kulturen“. Hierin liegt eine nicht erkennbare Abweichung, die erhebliche praktische Probleme verursacht. Alle landwirtschaftlichen Nutzungsformen werden unter eine dieser drei Flächenkategorien subsumiert. Das EEG 2027 sollte sich daher gleichlautend in § 48 Abs. 1 Nr. 5b) auf Ackerflächen, auf Flächen mit Dauerkulturen (**ohne Flächen mit mehrjährigen Kulturen**) sowie auf Dauergrünland und Dauerweideland beziehen. Die bis dato in § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) existente Flächenkulisse der „Flächen mit mehrjährigen Kulturen“ führt in der landwirtschaftlichen Praxis unter einer besonderen Solaranlage mangels spiegelgleicher Regelung zu erheblichen praktischen und ökonomischen Problemen sowie Verstößen gegen die gute fachliche Praxis, § 5 Abs. 2 BNatSchG, die letztlich grundlos sind und die mangels vorhandenem Rechtsrahmen durch die BNetzA selbst widersinnig definiert wurde.

Zu §48 EEG / Solare Strahlungsenergie (Streichung Absatz 2, Vergütung)

Wegfall des Volleinspeise-Bonus: Die zusätzliche Förderung für Volleinspeiser soll künftig entfallen (§ 48 Abs. 2a EEG-E). Auch für diesen Bereich soll die Direktvermarktung zum verpflichtenden Standard werden. Wegfall der Einspeisevergütung ab 2027 ist ein massiver Paradigmenwechsel. Wenn die Vergütungsform "Einspeisevergütung" verschwindet, wird die Direktvermarktung (DV) zum Standard, was technisch ein intelligentes Messsystem (iMSys) und eine Fernsteuerbarkeit voraussetzt. Wenn der Staat die Vergütung streicht, muss er den **Marktzugang (DV) "as a Service" garantieren**. In der Praxis scheitert die Direktvermarktung für 10 kW-Anlagen heute an den Fixkosten der Vermarkter (ca. 20–40 €/Monat). Über das gesetzliche Schuldverhältnis und ein Standard-DV-Modell im EEG 2027 regeln könnte, um eine **faire Entschädigung bei Marktzugangshindernissen** sicherzustellen.

Zu § 50c EEG / Bonus für auf sonstige Weise direkt vermarkteten Strom

Die Bonus-Zahlungen von 1,5 Cent für Anlagen, die erstmalig in die sonstige Direktvermarktung angemeldet werden, sind zu gering, um den wirtschaftlichen Schaden, der durch die langen Onboarding-Phasen bei den Netzbetreibern entsteht, auszugleichen. Derzeit dauert die IT-seitige Anbindung von Anlagen mehrere Monate, je nach Netzbetreiber auch mehr als ein Jahr. Um die Direktvermarktung von kleinen Prosumer-Anlagen zu ermöglichen, braucht es einen deutlich höheren Wert.

Aufgrund der mit 5,2 Cent/kWh attraktiveren Netzbetreiberabnahme würden Anlagenbetreiber zunächst für 36 Monate diese nutzen und danach für 48 Monate den Direktvermarktungsbonus,

wodurch sich innerhalb der ersten drei Jahre kaum Anlagen dem Marktpreissignal aussetzen, und Flexibilisierung verzögert wird.

Zu § 51 und §51a EEG / Zahlungspflichten (negative Preise, Verlängerung)

Für Einspeisung während negativer Stunden fällt keine negative Marktprämie an (analog zur positiven Marktprämie). Dies ist sachgerecht.

Zu §85 EEG / Aufgaben der Bundesnetzagentur

Aufgrund der richtig zu stellenden Flächenkategorien (Ackerflächen, Dauergrünland und Dauerweideland, Flächen mit Dauerkulturen – **ohne Flächen mit mehrjährigen Kulturen**), die zwingend an die Regelungen der EU-GAP-VO abzustimmen sind, sollte die Festlegung der BNetzA vom 1. Oktober 2021 nicht mehr in Bezug auf Inhalte zu „Flächen mit mehrjährigen Kulturen“ anzuwenden sein.

Zu §88d EEG / Resilienzausschreibungen

(→ Verweis auf § 28e)

Zu EEG-Anlage 1, Höhe der Marktprämie

Wir empfehlen einen Marktwertkorridor im CfD. Dieser würde es den Anlagen erleichtern, an Terminmärkten teilzunehmen, was die Liquidität der Terminmärkte steigern würde. Das höhere Angebot würde die Kosten an den Terminmärkten senken.

ÄNDERUNGEN IM MSBG

Zu § 29 MsbG Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen

Um die Integration von Kleinanlagen >2kW in die Direktvermarktung technisch zu ermöglichen, wird der Pflichtrollout (bislang ab Anlagen >7kW) von iMSys auf Kleinanlagen >2kW ausgeweitet. Dass sich der Rollout damit auf weitere Kundengruppen erstreckt, ist zu begrüßen. Gleichzeitig bleibt entscheidend, dass die Technik tatsächlich betriebsbereit ist und für Marktprozesse und Steuerungsanwendungen genutzt werden kann. Dies umfasst, dass die WAN-Kommunikationsstrecke stabil funktioniert, die Marktkommunikation produktiv läuft und viertel-stundenscharfe Messwerte fristgerecht bereitgestellt werden. Zusätzlich muss ein belastbarer Steuerbarkeitsnachweis durch den Verteilnetzbetreiber vorgelegt werden können und der VNB dafür sorgen, dass die eingesetzte Steuerungs-technik läuft und das Steuersignal auch ankommt.

Diese technische Betriebsbereitschaft ist Voraussetzung für die Direktvermarktung kleinerer Anlagen. Nicht funktionierende VNB-Prozessschritte dürfen hier nicht weiterhin Flaschenhals bleiben.

Zu § 30 MsbG Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen; Festlegungskompetenz

Der Entwurf sieht für Kleinanlagenbetreiber >2kW die gleichen Messstellenbetrieb-Preisobergrenzen wie für Anlagenbetreiber >7kW vor. Dies bedeutet jährliche Kosten von 50 Euro für den Einbau und Betrieb des iMSys, die vom Anschlussnutzer (=Anlagenbetreiber) zu tragen sind. Ist der Anlagenbetreiber nicht nur Anschlussnutzer, sondern gleichzeitig auch Anschlussnehmer, steigen diese Kosten durch die Steuerbox auf 100 Euro jährlich. In Relation zu den geringen Strommengen und dem folglich niedrigem Erlöspotenzial aus Direktvermarktung bzw. Eigenverbrauchsoptimierung sind diese Kostenbelastungen für Kleinanlagenbetreiber damit unverhältnismäßig hoch. Die Kosten zehren hier

einen wesentlichen Teil des wirtschaftlichen Ertrags der Anlage auf, sodass insbesondere bei Kleinanlagen kein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis und damit keine hinreichende wirtschaftliche Vertretbarkeit gegeben ist. Durch die Abschaffung der EEG-Vergütung, wird sich Überschusseinspeisung künftig nicht mehr lohnen und die künftige Anlagengröße wird vermehrt nach Eigenverbrauchsbedarf und Nulleinspeisung ausgerichtet. Wir fordern eine Deckelung der Kosten im MsBG auf ein Niveau, dass die Wirtschaftlichkeit kleiner PV-Anlagen nicht gefährdet.

Zu § 45 MsbG Ausstattungsverpflichtung des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Bislang bezogen sich die Rolloutquoten auf die installierte Leistung. Dadurch konnten grundzuständige Messstellenbetreiber ihre Quote vor allem durch die Ausstattung weniger großer Anlagen erreichen, ohne sämtliche kleinere Pflichteinbaufälle tatsächlich umzusetzen. Dies hing stark von der Anlagenstruktur im jeweiligen Netzgebiet ab (z.B. viel Gebäude-PV vs. nicht). In Netzgebieten mit überwiegend kleinen Anlagen dürfte sich das Ausstattungsvolumen kaum verändern. In Gebieten mit vielen Großanlagen würden dagegen mehr kleinere Anlagen in den Pflichtrollout einbezogen, während die Erfüllung der 90-Prozent-Quote für die Messstellenbetreiber schwieriger würde.

Entscheidend ist eine Rollout-Erfassung, die den tatsächlichen Digitalisierungsgrad sichtbar macht. Hierbei ist zwischen lediglich verbauten und tatsächlich betriebsbereiten Messstellen zu unterschieden. Als voller Rolloutfortschritt im Monitoring der BNetzA sollten nur Systeme gelten, die tatsächlich Viertelstundenwerte fristgerecht bereitstellen. Heute leidet die Qualität des Rollouts unter verbauten Geräten ohne korrekte, automatisierte TAF7-Konfigurierung zur tatsächlichen Messwertübermittlung (nach internen Erhebungen betrifft dies 20% der Messstellen). Zugleich sollte das Monitoring inklusive der wMSB-Ausstattungen den Digitalisierungsgrad der Pflichteinbau- und der gesamten Messstellen abbilden. Nur so lässt sich bewerten, ob der Rollout vor Ort wirklich vorankommt.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für fairen Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt. 2014 haben bne-Mitgliedsunternehmen in Deutschland über sieben Millionen Kunden zuverlässig mit Strom, Gas oder energienahen Dienstleistungen beliefert.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.