



Stellungnahme

Bernhard Strohmayer

bne - Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.

Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Netzanschlusspaket auf BT-Drucksachen 21/7866, 21/8121, 21/7906, 21/3911, 21/8299

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Stellungnahme

Netzanschlusspaket

Berlin, 05.10.2026, Anhörung am 07.10.2026

Stellungnahme des Sachverständigen Bernhard Strohmayer (bne) zur Anhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens, [BT-Drucksache 21/7866](#). (Netzanschlusspaket)

Das Netzanschlusspaket und das EEG 2027 ([BT-Drucksache 21/7867](#)) müssen zusammen betrachtet werden, da es viele Wechselwirkungen gibt. Der bne hat eine [gemeinsame Stellungnahme zu den Entwürfen](#) des Netzanschlusspaket und EEG 2027 erstellt. In dieser Stellungnahme für die Ausschussberatung werden auch relevante Punkte der EEG-Novelle zum Thema Netzanschluss, Redispatch und Zwischenspeicherung ergänzt.

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. Anstatt genau dort anzusetzen, erweitert das Netzanschlusspaket an mehreren Stellen die Handlungsspielräume für netzbetreiberseitige Verzögerungen und begrenzt zugleich 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.** Es braucht Netzbetreiber, die wirtschaftsdienlich sind.

Gesetzlichen Netzanschlussanspruch anpassen, statt abschaffen

Das **Hauptproblem des Gesetzentwurfs ist der Wegfall des unbedingten Netzanschlussanspruchs in kapazitätslimitierten Gebieten**, der mit dem „Redispatch-Vorbehalt“ einhergeht. Seit dem Stromeinspeisungsgesetz und insbesondere ab dem EEG 2004 bildet der gesetzliche Netzanschlussanspruch das Fundament für die erfolgreiche Integration erneuerbarer Energien. Der im Entwurf vorgesehene Wegfall des gesetzlichen Netzanschlussanspruchs in kapazitätslimitierten Gebieten führt zu erheblichem Schaden an den Prinzipien des EEGs, da der **Netzzugang auf individuelle Verträge verlagert** würde. Der Gesetzentwurf schreibt in kapazitätslimitierten Gebieten nur die *Vorlage eines Vertrags* vor, der mindestens den teilweisen Verzicht auf Redispatch-Zahlungen enthält. Ein solcher vom Netzbetreiber vorgelegter Vertrag würde regelmäßig den Interessen des Netzbetreibers dienen. Er würde über den anteiligen Verzicht auf Redispatch-Entschädigung hinaus weitere Verschlechterungen gegenüber dem EEG oder EnWG enthalten (z.B. Beschränkung der Einspeisung, Zeitfenster, ...). Man hat **als Anlagenbetreiber keine Wahl**: Man kann nur den Vertrag akzeptieren, oder keinen Netzanschluss erhalten.

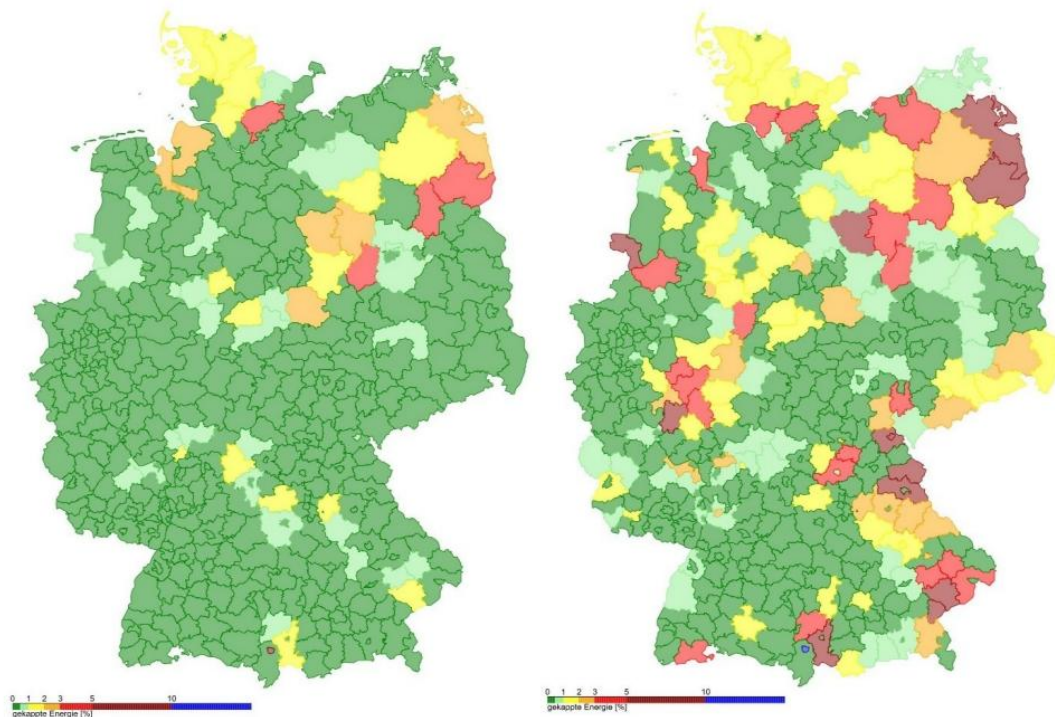
Lösungsoption: In jedem Fall muss der **gesetzliche Netzanschlussanspruch in § 8 Abs. 4 EEG strukturell erhalten** bleiben, da dies Interessenasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer auflöst. Statt einer Streichung des gesetzlichen Netzanschlussanspruchs könnte der **Inhalt des gesetzlichen Anspruchs in kapazitätslimitierten Gebieten modifiziert werden**, z.B. durch eine gesetzlich fixierte Reduktion der Redispatch-Entschädigung, solange die Kapazitätslimitierung besteht.

Redispatch-Vorbehalt erhöht Erlöse der Netzbetreiber (Fehlanreiz)

Der Regulierungsrahmen für Netzbetreiber (RAMEN, NEST) sieht vor, dass sich die Wirtschaftlichkeit einer Netzbetreibers im Effizienzvergleich vermindert, wenn ein Netzbetreiber hohe Redispatchkosten hat. Würde mit dem Redispatch-Vorbehalt ein aus Perspektive der Netzbetreibers „kostenreduzierter Redispatch“ ermöglicht, wird dieser Anreiz für effizienten Netzausbau ausgehebelt. **Ein Netzbetreiber würde Anlagen mit Redispatch-Vorbehalt bevorzugt abregeln, denn dies erhöht die Wirtschaftlichkeit des Netzbetreibers.** Die betroffenen Anlagen verlieren ihre Finanzierungsgrundlage. Das Verteilungsnetz wird dadurch nicht schneller ausgebaut. Der Gesetzgeber könnte den Netzausbau in „kapazitätslimitierten Gebieten“ könnte auch priorisieren, ohne dabei durch das Zusatzrisiko eines Redispatch-Vorbehalts alle Projekte und letztlich die EEG-Kosten zu erhöhen.

Kapazitätslimitierung in erheblichen Teilen des Verteilungsnetzes zu erwarten

Es ist zu erwarten, dass erhebliche Teile des Verteilungsnetzes formal als kapazitätslimitiert gelten. Dies geht weit über die vom BMWE verwendete Datengrundlage für die Ausweisung kapazitätslimitierter Umspannwerke hinaus, die nur in die Vergangenheit blickt.¹ Der Grund liegt in der Netzausbauplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Für die im Gesetzentwurf vorgesehenen kapazitätslimitierten Gebiete im Verteilungsnetz zählen auch die **Redispatch-Abrufe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)**. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) gewährt den ÜNB im Rahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans (NEP 2037/2045 Version 2026) **in großen Teilen Deutschlands einen erheblichen verbleibenden Redispatch in der Netzausbauplanung** (siehe Karte), was im Ansatz auch richtig ist.² Dadurch wird absehbar in großen Teilen von Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Bayern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen ein Redispatch-Vorbehalt im Verteilungsnetz wahrscheinlich.



Prüfungsergebnisse der BNetzA zum Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045: In der Übertragungsnetzplanung verbleibende Redispatch-Mengen in den Jahren 2037 (links) und 2045 (rechts).

¹ [260908-E-Bridge-BMWE-Datengrundlage-Steuerungsinstrument-Praesentation.pdf](#)

² Prüfungsergebnisse der BNetzA zum Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 (S. 46), https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2025-2037/NEP_Konsultationsdokument.pdf#page=46

Die Überarbeitung der Netzanschlussverfahren ist überfällig.

Der Entwurf 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. **Es braucht 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.

Transparente und bundeseinheitliche Priorisierung (§ 17b EnWG)

Die Abkehr vom "Windhund-Prinzip" ist im Grundsatz ein richtiger Schritt. Die in § 17b EnWG-E geplante Regelung überlässt struktur- und industriepolitische Entscheidungen jedoch fast ungesteuert dem Ermessen der einzelnen Netzbetreiber. Es empfiehlt sich die **Vorgabe eines bundeseinheitlichen, gesetzlich definierten Kriterienkatalogs für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren.** Industriepolitische Abwägungen sollten durch den Gesetzgeber getroffen werden. Eine klare Priorisierung von Energiespeicheranlagen beim Netzanschluss (§ 17 Abs. 2a EnWG-E) wäre zudem ein wirksames Mittel, um Anreize für systemdienliches Verhalten zu setzen.

Spitzenkappung muss auch Netzbetreiber verpflichten (Planungsgrundsätze)

Es ist sinnvoll, dass im Netzpaket das **die systemdienliche Anschlussleistung (SAL) in Form einer Wirkleistungsbegrenzung** 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 wird auf der einen Seite eine Spitzenkappung bei Erzeugungsanlagen deutschlandweit vorgesehen, auf der anderen Seite werden Verteilungsnetzbetreibern **nicht dazu verpflichtet ebendiese Spitzenkappung in ihren Netzverträglichkeitsprüfungen anzuwenden.** Es ist notwendig, dass der § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG entsprechend angepasst wird. Es besteht eine Wechselwirkung mit den EEG 2027. Der Gesetzgeber sollte die im Netzanschlusspakets eingeführte bundesweite **Spitzenkappung** auf 70 Prozent der Netzanschlussleistung bei PV-Freiflächenanlagen **technisch und rechtlich mit den Ausschreibungsregeln des Segments 1 im EEG 2027** harmonisieren.



Konkret empfehlen wir, dass sich die gesetzlich definierten Schwellenwerte für das jährliche Ausschreibungsvolumen (14.000 Megawatt nach § 28a) sowie für die maximale Gebotsgröße (50 Megawatt nach § 38 Absatz 1 Nummer 3) nicht auf die nominale Gleichstrom-Generatorleistung (Megawatt-Peak) beziehen, sondern einheitlich an die netzanschlussseitige Wirkleistung (den gekappten 70%-Leistungswert) gekoppelt werden.

Zwischenspeicherung bei Redispatch erleichtern (§ 13a EnWG)

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.** Wir empfehlen eine unmissverständliche Regelung im § 13a EnWG, die es Anlagenbetreibern im Falle abwärtsgerichteter Redispatch-Maßnahmen ermöglicht, die abgeregelte Energie in einer Vor-Ort-Batterie zwischenzuspeichern. Die Zwischenspeicherung stellt eine systemdienliche Alternative zur reinen Erzeugungsanpassung dar, verhindert die Vernichtung von erneuerbarem Strom und senkt die Entschädigungskosten.

Konkreter Vorschlag: Ergänzungen im §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 verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden; (...). **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.**

In der Begründung sollte festgeschrieben werden, dass es Anlagenbetreibern freisteht, die Erzeugung fortzusetzen und die elektrische Energie ganz oder teilweise in einer hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betriebenen Energiespeicheranlage zwischenzuspeichern (oder anderweitig zu nutzen). Bedingung hierfür ist lediglich, dass sichergestellt wird, dass die Netzeinspeisung die vom Netzbetreiber angeforderte Leistungslimitierung zu keinem Zeitpunkt überschreitet.

Inhaltsübersicht / Detailregelungen

ÄNDERUNGEN IM ENWG.....	7
Zu § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung anwenden	7
Zu § 13a Absatz 5 EnWG und § 14 EnWG (Netzpaket) / „Redispatch-Vorbehalt“	7
Zu § 11 Abs. 2 Satz 1 EnWG & § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) Verbindliche Spitzenkappung in der Netzplanung	9
Zu § 13a Absatz 5 EnWG (Netzpaket) / Klarheit für Speicher im Redispatch schaffen	9
Zu § 14 Abs. 1c EnWG (Netzpaket) / Hinweise zur Freigabe von Kapazität	10
Zu § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Spitzenkappung	11
Zu § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Europarechtliche Schwachstellen der 5%-Schwelle im Redispatch- Vorbehalt & Bilanzraum	11
Zu § 17 Absatz 2a EnWG (Netzpaket) / Netzanschlussvorrang Speicher	12
Zu § 17a EnWG (Netzpaket) / Netzanschluss an das Übertragungsnetz	12
Zu § 17b EnWG (Netzpaket) / Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazität	12
Zu § 17c EnWG (Netzpaket) / Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten	13
Zu § 17d EnWG / Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren	13
Zu § 17e EnWG (Netzpaket) / Elektronische Übermittlung von Netzanschlussbegehren; digitale Netzanschlussportale	14
Zu § 17f EnWG (Netzpaket) / Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität	14
ÄNDERUNGEN IM EEG	15
Zu § 3 Nummer 18 EEG (Netzpaket) / „Einspeisenetz“	15
Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss („kapazitätslimitierte Gebiete, 20%“)	15
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)	15
Zu § 8 EEG (EEG2027) / Anschluss (an Einspeisenetz, BKZ-Anrechnung)	16
Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss an „Einspeisenetz“	16
Zu § 8 EEG (Netzpaket) / Begrenzung auf 70% (PV) bzw. 280/m ² (Wind)	16
Zu § 8 Absatz 4 EEG / den Gesetzlichen Netzanschlussanspruch in kapazitätslimitierten Gebieten nicht streichen, sondern weiterentwickeln	17
Zu § 8a EEG / Flexible Netzanschlussvereinbarungen (zzgl. § 12 und § 52 EEG)	17
Zu § 8a EEG (Netzpaket oder EEG2027) / Kapazitätsweitergabe bei FCA	20
Zu § 17 EEG (Netzpaket) / Kapazitätserweiterung, Baukostenzuschuss	20
Zu § 19 EEG (EEG2027) / Marktprämie bei Zwischenspeicherung und § 51 EEG	21
Zu § 28a EEG / Ausschreibung PV, Segment 1 (Wirkleistungsbegrenzung beachten)	21
Zu § 28e, § 39n und § 88d EEG / Innovationsausschreibung modernisieren, anstatt sie zu streichen (Netzbildende Wechselrichter, 8h-Speicher)	22
Zu § 37b EEG / Höchstwert Segment 1	23
Zu § 37e EEG / Erhöhung der Fristen auf 36 Monate	23
Zu § 38 EEG / Zahlungsbestimmungen Segment 1 (Standorte, 75-100 MW, Umgang mit Wirkleistungsbegrenzung, Bundesländer, ...)	24
Zu § 42 EEG (Netzpaket) / Stromkennzeichnung (Regionalnachweise)	25
Zu § 52 EEG / Fehlerbehebung bzgl. Steuerbarkeit (Anlagen über 100 kW)	25

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 den 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 Verteilungsbetreibern **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 Netzkrisen 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 Netzan schlusspakets werden bereits vom vorgesehenen Baukostenzuschuss adressiert bzw. sollen und können zusätzlich mit der „systemdienlichen Netzan schlussleistung“ (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 Netzan schlussnutzung im EEG⁶, 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 Betreiber. 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 vorge-schrieben) ist und nicht klar sein wird, ob Kosten kompensiert werden oder nicht, wird dies die Vermarktung erheblich verteuern.

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.**

(Lösungsvorschlag: → siehe § 8 Abs. 4 EEG)

⁴ RAUE, BWE (2026/02) Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzan schlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts ([LINK](#)), oder SUER-Gutachten (2026/07) EU-Recht setzt der Beschränkung von Netzan schlussansprüchen 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 Netzan schlussverträge ([LINK](#))

Zu § 11 Abs. 2 Satz 1 EnWG & § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket)

Verbindliche Spitzenkappung in der Netzplanung

Das Paket verpflichtet Neuanlagen in § 8 Abs. 1 Satz 4 EEG-E zu einer pauschalen 70%-Wirkleistungsbegrenzung, belässt die Anwendung der Spitzenkappung bei der Netzplanung der VNB in § 11 Abs. 2 EnWG jedoch als reine „Kann“-Bestimmung. Gleichzeitig fehlt die gesetzliche Klarstellung zum Verhältnis zum allgemeinen Netzanschlussanspruch nach § 17 EnWG. Die im Entwurf vorgesehene Diskrepanz zwischen der strikten materiellen Leistungsbegrenzung für Erzeugungsanlagen und der unverbindlichen Berücksichtigung in der Netzplanung entwertet das Instrument der systemdienlichen Anschlussleistung. **Wenn Erzeugungsanlagen dauerhaft auf 70 Prozent der Wirkleistung begrenzt werden, muss spiegelbildlich eine gesetzliche Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber verankert werden, diese Kappung in ihren Netzverträglichkeitsprüfungen und Netzausbauplänen (§ 11 Absatz 2 EnWG) verbindlich anzusetzen.** Nur so werden tatsächlich zusätzliche Netzkapazitäten für Neuanlüsse mobilisiert. Zudem bedarf es der Klarstellung, dass der allgemeine Netzanschlussanspruch nach § 17 EnWG unberührt bleibt: Sofern die lokale Netzkapazität einen uneingeschränkten Anschluss zulässt, muss dem Anlagenbetreiber die Einspeisung der vollen Generatorleistung außerhalb des privilegierten Regimes des § 8 Absatz 1 EEG diskriminierungsfrei offenstehen.

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 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.“* **Strom aus Erneuerbaren Energien sollte hinter dem Netzverknüpfungspunkt prioritär für Zwischenspeicherung oder Eigenbedarf genutzt werden, bevor abgeregelt wird.**

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 verpflichtet, 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 Leistungsmitrierung während der Anpassung erfolgt.**

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



In der Begründung sollte festgeschrieben werden, dass es Anlagenbetreibern freisteht, die Erzeugung fortzusetzen und die elektrische Energie ganz oder teilweise in einer hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betriebenen Energiespeicheranlage zwischenspeichern (oder anderweitig zu nutzen). Bedingung hierfür ist lediglich, dass sichergestellt wird, dass die Netzeinspeisung die vom Netzbetreiber angeforderte Leistungslimitierung zu keinem Zeitpunkt überschreitet.

Zu § 13a Abs. 6 EnWG & § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Bilanzkreisausgleich und Intraday-Risiken wegen Redispatch-Vorbehalt

Der vorgesehene Ausschluss des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Absatz 6 EnWG erzeugt erhebliche Rechts- und Marktrisiken, die über den bloßen Förderverlust weit hinausgehen. Da der bilanzielle Ausgleich auf Verteilnetzebene derzeit weitgehend ausgesetzt ist und über den finanziellen Ausgleich abgewickelt wird, **führt ein ersatzloser Wegfall der Entschädigung dazu, dass Direktvermarkter für bereits terminlich kontrahierte Erzeugungsmengen kurzfristige Ersatzbeschaffungen am Intraday-Markt auf eigenes Preisrisiko vornehmen müssen**. Dies führt zu einer unkalkulierbaren Risikoüberlagerung beim Vermarkter und treibt die Risikoprämien deutlich in die Höhe. Zudem entsteht eine **verfassungsrechtlich bedenkliche Ungleichbehandlung**: Betreiber in Netzgebieten, in denen der bilanzielle Ausgleich bereits technisch implementiert ist, tragen lediglich den Verlust der Förderprämie, während Betreiber in anderen Netzgebieten mit dem vollen Beschaffungsrisiko belastet werden. Der bilanzielle Ausgleich muss daher für alle Redispatch-Maßnahmen zwingend vom Netzbetreiber sichergestellt werden. Generell ist der bne der Ansicht, dass die **Umsetzung des Zielbilds der Redispatch 2.0** mit einem planwertbasierten Redispatch und mit einem bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber schneller erreicht werden soll. 2031 ist zu spät.

Zu § 13a EnWG (Netzpaket) / Fehlanreize bei der Redispatch-Abrufreihenfolge

Netzbetreiber müssen nach § 13a EnWG die insgesamt kostengünstigste Maßnahme wählen. Wenn **Anlagen im kapazitätslimitierten Gebiet** ohne Entschädigungsanspruch abgeregelt werden können, erscheinen sie **in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation des VNB als „kostenlos“**. Dies führt zu einer Bevorzugung der Abregelung dieser Neuanlagen gegenüber Altanlagen oder konventionellen Kraftwerken, selbst wenn dies volkswirtschaftlich ineffizient ist (z. B. wenn dadurch größere Strommengen vernichtet werden). Sprich: Bei Redispatch-Vorbehalt hat der Netzbetreiber den Anreiz genau die Anlagen mit Redispatch-Vorbehalt bevorzugt abzuregeln – was die Anlagen vollkommen unkalkulierbar macht. Dies ist unter Einbeziehung der Ersatzbeschaffungs- und Ausgleichskosten volkswirtschaftlich ineffizient. Es muss gesetzlich klargestellt werden, dass die **Auswahlentscheidung im Redispatch technologie- und anlagenneutral auf Basis der physikalischen Netzwerksamkeit und** der gesamtwirtschaftlichen Systemkosten zu erfolgen hat, ohne dass der individuelle Kompensationsstatus der Anlage die Abrufreihenfolge verzerrt.

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 angesamelter 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 aberegelt 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 aberegelt worden sein. **Diese Logik muss konsequent in § 11 Abs. 2 EnWG übernommen werden.** Dort ist die Berücksichtigung 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 § 14 Abs. 1d EnWG (Netzpaket) / Europarechtliche Schwachstellen der 5%-Schwelle im Redispatch-Vorbehalt & Bilanzraum

Die in § 14 Absatz 1d EnWG vorgesehene Schwelle von 5 Prozent aberegelter Jahresarbeit zur Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete begegnet durchgreifenden europarechtlichen Bedenken. Nach Artikel 13 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 ist ein Verzicht auf finanzielle Entschädigung nur im Rahmen echter, freiwilliger Vereinbarungen zulässig. Eine pauschale gesetzliche Aushebelung des Entschädigungsanspruchs im Wege abstrakter Gebietsfestlegungen widerspricht zudem der ständigen Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs, die eine Einzelfallprüfung der konkreten Netzkapazität verlangt. Zudem definiert das **EU-Recht 5 Prozent Redispatch lediglich als Mindest-Basischwelle; in Energiesystemen mit einem Erneuerbaren-Anteil von über 50 Prozent** liegt das volkswirtschaftlich effiziente Abregelungsniveau deutlich höher.

Werden zudem Abregelungen aus vorgelagerten Spannungsebenen in die 5-Prozent-Quote eingerechnet, wird das Kriterium vollends entwertet. Die Schwelle ist daher unionsrechtskonform deutlich anzuheben und strikt auf lokale Engpässe des jeweiligen Netzabschnitts zu begrenzen.

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 Regelernergie 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.

Hinweis zu FCA, zur Formulierung ob grundsätzliche Möglichkeit „besteht“. **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

Das Netzanschlusspaket wird das alte aktuell bestehende und damit offensichtlich nicht gut funktionierende Vorgehen im EnWG festschreiben. Dies schafft umfassende Spielräume für VNB, Vorgaben zu machen. Standards müssen her. 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.

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

- Abgabe von Unterlagen: Es ist keine Bestätigung der Vollständigkeit vorgesehen, sondern nur Eingangsbestätigung. Bestätigung und Fiktion wäre gut. Sonst werden VNB weiterhin Netzan-schlussbegehren 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 Netzan-schlussbegehren sind nicht effizient. Das muss standardisiert sein, bei allen VNB gleich.

Zu § 17e EnWG (Netzpaket) / Elektronische Übermittlung von Netzan-schlussbegehren; digitale Netzan-schlussportale

Wir begrüßen die Verpflichtung zur Nutzung digitaler Portale ab 2028 als einen wichtigen Schritt zur bundesweiten Harmonisierung des Netzan-schlussbegehrens. § 17e EnWG macht die vollständige Digitalisierung des Netzan-schlussverfahrens 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 Netzan-schlusskapazität
Einheitliche Leitplanken für die Reservierung von Kapazitäten sind essenziell und der Kern eines guten Netzan-schlusspakets. 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).

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 Netzan-schlussleistung**: 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 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 § 8 EEG (Netzpaket) / Anschluss („kapazitätslimitierte Gebiete, 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 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. 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 Bezugsleistung auch nicht klar geregelt. Das **Konzept sollte vom „Wartenetz“ zum „Beschleunigungsnetz“ weiterentwickelt werden.** Es gibt mehrere Optionen.

Vorschlag: 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)

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 die Netzanschlüsse 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 eine 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 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 zwischenspeichern (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. Solange 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 / den Gesetzlichen Netzanschlussanspruch in kapazitätslimitierten Gebieten nicht streichen, sondern weiterentwickeln

Der neu geregelte § 8 Absatz 4 EEG streicht die Pflicht des VNB, Anschlüsse von EE-Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten auszuführen. Wenn sich der Redispatch-Vorbehalt nicht verhindern lässt, so muss die im Gesetzentwurf vorgesehene Streichung des **gesetzlichen Netzanschlussanspruch in § 8 Abs. 4 EEG strukturell erhalten** bleiben. Den Anspruch auf den Netzanschluss kann man weiterentwickeln. Statt einer Streichung könnte der **Inhalt des gesetzlichen Anspruchs in kapazitätslimitierten Gebieten modifiziert werden** – beispielsweise durch eine gesetzlich fixierte Reduktion der Redispatch-Entschädigung auf 90 Prozent, solange die Kapazitätslimitierung besteht.

Zu § 8a EEG / 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.

Das Gutachten finden sie hier: BBH-Gutachten zur flexiblen Netzanschlussnutzung im EEG (<https://www.bne-online.de/flexible-netznutzung-im-eeeg-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 Speichereinrichtungen zu übertragen („Kapazitätsweitergabe“). Im EnWG wird die Anschlusskapazität 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 § 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 Bundeshaushalt 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 § 17 EEG-E / EnWG / Europarechtliche Kompetenzordnung bei BKZ

Die geplante Ermächtigung der Netzbetreiber zur eigenständigen Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Erzeugungsanlagen in § 17 EEG-E begegnet schwerwiegenden europarechtlichen Bedenken hinsichtlich der Regulierungskompetenz. Nach Artikel 59 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 obliegt die Festlegung der Anschlussbedingungen und der diesbezüglichen Entgelte ausschließlich der unabhängigen Regulierungsbehörde. Wenn der Gesetzgeber das ‚Ob‘ der Erhebung gesetzlich vorgibt und die Bundesnetzagentur lediglich auf das ‚Wie‘ verweist, greift dies unzulässig in die unionsrechtlich garantierte Kompetenzordnung ein. Dies führt zu erheblichen Rechts- und Klagerisiken bezüglich der Rechtmäßigkeit erhobener Zuschüsse. Baukostenzuschüsse dürfen – sofern sie überhaupt eingeführt werden – ausschließlich auf Grundlage einer vorherigen, verbindlichen und bundeseinheitlichen Festlegung der Bundesnetzagentur erhoben werden.

Zu § 19 EEG (EEG2027) / Marktprämie bei Zwischenspeicherung und § 51 EEG

Bei der **Zwischenspeicherung von Energiemengen in Zeiten mit negativen Strompreisen ohne Marktprämienanspruch** ist § 19 EEG nicht eindeutig bezüglich der Zeitpunkte, in denen die EEG-Förderansprüche entstehen und abgerechnet werden. Die Regelung des § 51 EEG soll einen Anreiz setzen, in Zeiten negativer oder ggf. schwach positiver Strompreise nicht einzuspeisen, sondern die Einspeisung markt- und netzdienlich zu verlagern, indem in diesen Zeiten der erzeugte Strom z.B. selbst verbraucht oder in Stromspeichern zwischengespeichert wird. Dieser Zweck könnte nicht erreicht werden, wenn der zwar erzeugte aber noch nicht eingespeiste Strom ebenfalls von einer Verringerung der Vergütung betroffen wäre. Unserer Einschätzung nach ist der Zeitpunkt der Einspeisung in das Netz und nicht der Zeitpunkt der Einspeicherung maßgeblich. In § 19 EEG sollte klarer formuliert werden, welcher der **maßgebliche Zeitpunkt für die Feststellung des Marktprämienanspruchs** und damit auch die Anwendung von § 51 EEG ist.

Änderung in § 19 Abs. 3 EEG

*"Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich in den Fällen des Satzes 1 nach der Höhe des Anspruchs, **der zum Zeitpunkt der Einspeisung nach Zwischenspeicherung besteht.**" anstelle "[...], die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte [...]"*

Zu § 28a EEG / Ausschreibung PV, Segment 1 (Wirkleistungsbegrenzung beachten)

Die Anhebung der Ausschreibungsvolumen in Segment 1 auf **14 GW pro Jahr wird unterstützt**. Wird die Einspeisung neuer Freiflächenanlagen am Netzverknüpfungspunkt dauerhaft auf 70 Prozent der installierten Modulleistung limitiert, reduziert ein Ausschreibungsvolumen von 14.000 Megawatt (DC) die tatsächlich am Netzanschluss ankommende Spitzenleistung auf lediglich rund 9.800 Megawatt. Dies verringert den realen Strommengenbeitrag des Segments 1 zur Erreichung der gesetzlichen Ausbau- und Klimaschutzziele (§ 1 EEG).

Die Spitzenkappung zielt darauf ab, knappe Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und Netzausbaukosten zu vermeiden. Um dieses Potenzial volkswirtschaftlich voll auszuschöpfen, muss das Ausschreibungsvolumen an die tatsächlich beanspruchte Netzkapazität gekoppelt werden. Bei einer Bemessung nach der Netzeinspeiseleistung (AC) ermöglicht ein Ausschreibungsvolumen von 14.000

Megawatt den Zubau von bis zu 20.000 Megawatt installierter Modulleistung (DC), ohne dass hierfür ein zusätzlicher Kilometer Netzausbau erforderlich wird. Dies erhöht die erzeugte Strommenge signifikant, dämpft durch optimierte Anlagenauslegungen (z. B. Ost-West-Systeme oder Co-Location mit Speichern) die Förderkosten und entspricht der netzdienlichen Logik des Netzanschlusspakets.

Änderungsempfehlung:

In § 28a Absatz 1 EEG 2027 ist klarzustellen, dass sich das jährliche Ausschreibungsvolumen von 14.000 Megawatt auf die **am Netzverknüpfungspunkt installierte oder maximal zulässige Wirkleistungseinspeisung** und nicht auf die installierte Modulleistung bezieht.

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 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, zehn Vorschläge:

Innovationsausschreibung auf Versorgungssicherheit und Systemstabilität ausrichten (10 Punkte)⁹

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)
5. Defence-Orientierte Bauweise von Anlagenkombinationen
6. Resiliente Mehrfach-CoLocation (Solarpark + BESS + Datacenter)
7. Bezuschlagte und bereits realisierte Speicherkapazität der Innovationsausschreibung schnell für Energiesicherheit nutzbar machen (Öffnung für Abgrenzungsoption)
8. Anpassung der maximalen Zuschlagsgröße der Innovationsausschreibung (> 20 MW)
9. Zulassen von Zuschlägen der Innovationsausschreibung in „benachteiligten Gebieten“
10. Integration in das kurzfristige Engpassmanagement („Systembetrieb 2030“)

⁹ bne (2026/07) https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/Innovationsausschreibung-verbessern_2026.pdf

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.) und die Einführung der neuen Netzentgeltsystematik (Einspeisenetzentgelte) erfordern eine **sachgerechte Anpassung des Höchstwerts im Segment 1**. Der im EEG enthaltene 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.

Die erwarteten Kostensteigerungen von ca. 2 ct/kWh für Solaranlagen werden zu deutlich höheren Geboten in den Ausschreibungen führen. Schon in der aktuellen Ausschreibung (Gebotstermin Juli 2026)¹⁰ hat der gültige Höchstwertdeckel des EEGs die Anpassung nach oben begrenzt, obwohl sie nach den durchschnittlichen Zuschlagswerten der letzten Runden angebracht gewesen wäre. Die gesetzlich mögliche Anhebung der Höchstwerte durch die BNetzA nach § 85a EEG reichen für die Kostensteigerungen reicht demnach offensichtlich nicht aus. Daher müssen die EEG-Höchstwerte für Solaranlagen des ersten Segments von 5,9 ct/kWh auf **mindestens 7,5 ct/kWh** erhöht werden, um den Anpassungsmechanismus nach § 85a EEG einen ausreichenden Spielraum zu geben.

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 Erlöschenfrist des § 37e ansetzt.“

¹⁰Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment: Gebotstermin 1. Juli 2026, Abschnitt Höchstwerte. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/01072026/start.html>

Zu §38 EEG / Zahlungsbestimmungen Segment 1 (Standorte, 75-100 MW, Umgang mit Wirkleistungsbegrenzung, Bundesländer, ...)

Wir bitten darum, den **neugefassten § 38 auf Praxistauglichkeit zu überprüfen** und in Parlamentarischen Verfahren eine Anpassung zu formulieren, die auch insbesondere die neuen Vorgaben der Wirkleistungsbegrenzung reflektiert. Die Neuformulierung erkennt, dass bei neuen Anlagen im Segment 1 wegen der Wirkleistungsbegrenzung nur 70 % ihrer nach EEG definierten Leistung für das Netz wirksam wären. Weiterhin wäre aber die Summe der Modulleistung für Teilnahme an der Ausschreibung relevant, obwohl diese per Definition (und trotz eines etwaigen Co-Location-Speichers) physikalisch nicht eingespeist werden kann (Wirkleistungsbegrenzung). Wir gehen davon aus, dass der wirkleistungsbegrenzte Wert der maßgebliche Wert für die Ausschreibungsteilnahme sein sollte (**wirkleistungsbegrenzte AC-Leistung, statt Summe der DC-Modulleistung**). Wir bitten um eine entsprechende Klarstellung im EEG. Nur dieser Wechselstrom-Wirkleistungswert (der AC-Leistung des PV-Generators, ggf. inklusive eines Speichers) ist für die Netzauslegung relevant. Gültig weiter der aufsummierte DC-Modulleistungswert („zu installierende Leistung“), würde das Bild der netz wirksam installierten Photovoltaik noch stärker verzerrt als es heute schon der Fall ist (bei PV ist die DC-Leistung maßgeblich in den EEG-Zielwerten, die geringere AC-Leistung wäre jedoch für die Netzwirkung relevant).¹¹ Weitere **Praxisprobleme** werden **Kosten der Anlagen unnötig erhöhen**. Es ist z.B. 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, Übertragung 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). Wenn schon der Standortwechsel unterbunden wird, muss auch die Wirkleistungsbegrenzung der Anlagen mit Blick auf die Netzanfrage in Netzanschlusspaket klar auf den wirkleistungsbegrenzten Wert abgestellt werden, unabhängig von einem etwaigen Co-Location-Speicher („70% der DC-Leistung der PV-Generators ist der netzrelevante Wert, auch inklusive von etwaigen Speichern“), sofern dieser die Einspeisemaximalwert nicht erhöht. Es ist zudem nicht nachvollziehbar, warum der Übertrag in einem Bundesland bei benachteiligten Gebieten möglich sein soll, bei andern jedoch nicht. 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 1 EEG

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

¹¹ Mit der (sinnvollen) generellen Vorgabe der Wirkleistungsbegrenzung bei PV-Anlagen wird das Ziel- und Mengengerüst des EEGs und auch z.B. der Netzentwicklungsplanung sehr stark verzerrt. Bei einem PV-Zubauziel von 22GW/Jahr, mit 14 GW PV-Freiflächenanlagen (begrenzt auf 70%) und 8 GW Gebäude-PV (begrenzt auf 50% und ohne Beachtung von Eigenverbrauch oder Nulleinspeisung) wäre der netzwirksame PV-Ausbau bei 13,8 GW/Jahr – nicht 22 GW/Jahr (ca. 63%).

Die die Begrenzung der **Zuschlagsgröße von 50 MW auf 75 MW oder sogar 100 MW angehoben werden, unter Berücksichtigung der Wirkleistungsbegrenzung**. 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. Baukostenzuschüsse, Redispatch-Vorbehalt sowie Einspeisenentgelt für Erzeuger.

Änderung: § 38 Absatz 1 Nummer 3 EEG

soweit die **installierte Leistung am Netzverknüpfungspunkt maximal zulässige Wirkleistungseinspeisung** der Solaranlagen **[75-100] Megawatt** nicht überschreitet,

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

Die Abschaffung der Regionalnachweise ist ein richtiger Schritt.

Zu § 52 EEG / Fehlerbehebung bzgl. Steuerbarkeit (Anlagen über 100 kW)

Mit dem Solarspitzenengesetz wurde der jährliche Steuerungstest nach § 12 Abs. 2b–2e EnWG eingeführt. Seit 2025 sind alle Anlagen über 100 kW, seit 2026 auch kleinere Anlagen prüfpflichtig. Ziel ist die Verbesserung der Steuerbarkeit als Voraussetzung für die Vermarktung über die Einspeiseverwaltung (EEV) und die Vermeidung von Negativpreisen. In der Praxis nutzen VNB den Steuerungstest zunehmend als Grundlage für Sanktionen – auch in Fällen, in denen die Ursache fehlgeschlagener Regelungen nicht klar dem Anlagenbetreiber zugerechnet werden kann. Die kann bei Freiflächenanlagen zu Strafzahlungen von mehreren zehntausend Euro führen, ohne dass ernsthafte Maßnahmen zur gemeinschaftlichen Fehlerbehebung unternommen werden. Auch wird die Strafzahlung ohne Frist verhängt (versunkene Kosten), statt in Form eines Sicherheitseinbehalts. Wir schlagen daher eine klarstellende Weiterentwicklung vor:

Ergänzung im §52 (z.B. Absatz 2a-neu)

§ 52 Abs. 1 und 2 finden [bei Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt] keine Anwendung, soweit der Anlagenbetreiber nachweist, dass er nach Bekanntwerden des Mangels unverzüglich alle ihm technisch möglichen Maßnahmen zur Herstellung der Steuerbarkeit ergriffen hat und die vollständige Entstörung die Mitwirkung des Netzbetreibers insbesondere durch Durchführung eines gemeinsamen Nachttests oder einer Freigabe der netzseitigen Steuereinrichtungen erfordert. In diesem Fall beginnt die Frist zur Berechnung von Vergütungsminдерungen frühestens mit dem Zeitpunkt, zu dem der Netzbetreiber seiner Mitwirkungspflicht nachgekommen ist oder schuldhaft verzögert hat (Sicherheitseinbehalt).

Begründung: Ergibt der Steuerungstest nach § 12 Abs. 2b EnWG, dass eine Anlage die am Redispatch teilnimmt (größer 100kW) nicht steuerbar war, so darf dies dem Anlagenbetreiber nur dann zugerechnet werden, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass die Ursache ausschließlich im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers lag. Der Anlagenbetreiber erhält zwar eine Strafzahlung, die aber erst dann fällig wird, wenn zusammen mit den VNB eine Entstörung versucht wurde. Bei ungeklärter Ursache ist von einer geteilten Verantwortung auszugehen.



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.