

BEE-Stellungnahme

zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie zum “Netzanschlusspaket” –
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des
Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur
Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Berlin, 22. Juli 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Das Wichtigste in Kürze	3
Ausgangslage und Zielsetzung.....	4
1 Redispatch-Vorbehalt.....	6
1.1 Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete - § 14 Abs. 1d EnWG	6
1.2 Entschädigungsverzicht - § 13a EnWG-E und § 8 Abs. 4 EEG-E	7
1.3 Rechtliche Bewertung und europarechtliche Vorgaben	11
2 Wirkleistungsbegrenzung der Einspeisung - § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E	13
3 Erweiterungsbedarf der flexiblen Netzanschlussvereinbarung - §8a EEG	14
4 Allgemeiner Netzanschluss und Netzzugang	18
4.1 Rückführung ungenutzter Netzkapazität - § 17 Abs. 1a EnWG-E	18
4.2 Änderung beim Netzanschluss für Co-located Speichern - § 17 Abs. 2b EnWG-E	19
4.3 Priorisierung von Netzanschlüssen - §§ 17a und 17b EnWG-E	19
4.4 Transparenz, Informationspflichten und Digitalisierung des Netzanschlussprozesses	21
4.4.1 Gemeinsame Internetplattform - § 14e EnWG-E	22
4.4.2 Netzkarten und unverb. Anschlusssauskunft - § 17c EnWG-E	22
4.4.3 Informationspflichten und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens - §§17d, e EnWG-E	24
4.5 Einspeisenetze - §§ 3 Nr. 18, § 8 Abs. 1 EEG-E und § 14d Abs. 4 Nr. 4 EnWG..	25
4.6 Reservierungsmechanismus - §17f EnWG-E	26
4.7 Baukostenzuschuss - § 17 EEG-E	28
Ansprechpartner*innen.....	31

Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- Die Abkehr vom Windhundprinzip bei Netzanschlüssen sowie die Einführung von Transparenzpflichten, der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft (§ 17c EnWG-E) und digitaler Netzanschlusssportale.
- Die Einführung des Einspeisenetzes als Instrument für einen koordinierten, vorausschauenden Netzausbau sowie den vereinfachten Anschluss von Co-located Speichern.
- Die Schaffung eines bundeseinheitlichen Reservierungsmechanismus für Netzanschlusskapazitäten als wichtigen Schritt zu mehr Planungssicherheit für Projektierer.

Wir lehnen ab:

- Die beabsichtigte, unverhältnismäßig hohe, kumulative Beeinträchtigung durch die Regelungsvorhaben wie Redispatch-Vorbehalt, Wirkleistungsbegrenzung und Anpassung des Referenzertragsmodells - die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen muss erhalten bleiben.
- Den Redispatch-Vorbehalt grundlegend - er gefährdet die Investitions- und Finanzierungsbedingungen für EE-Anlagen, verstößt gegen europäisches Recht und ist als Steuerungsinstrument ungeeignet.
- Die pauschale bundesweite Wirkleistungsbegrenzung. Sie senkt Erträge, verschlechtert Finanzierungsbedingungen zusätzlich und gefährdet die Ausbauziele – ohne lokale Steuerungswirkung zu entfalten.

Wir kritisieren:

- Das Fehlen wirksamer Sanktionsmechanismen für säumige Netzbetreiber, in allen Vorschlägen zur Transparenz, Informationspflichten und Digitalisierung.

Wir regen an:

- Die Wirkleistungsbegrenzung ausschließlich innerhalb europarechtskonform auszugestaltender kapazitätslimitierter Netzgebiete anzuwenden – als gezieltes lokales Signal statt pauschaler bundesweiter Kappung.
- Den Anwendungsbereich flexibler Netzanschlussvereinbarungen zu stärken.
- Eine Übergangsfrist von mindestens 36 Monaten ab Inkrafttreten für alle neuen Einschränkungen, um Bestands- und Vertrauensschutz für laufende Planungen und Investitionen zu gewährleisten.

Ausgangslage und Zielsetzung

Das deutsche Stromsystem befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess hin zu einer weitgehend erneuerbaren, dezentralen und flexiblen Energieversorgung. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet bislang weitgehend dynamisch voran und muss als zentrale Voraussetzung für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit weiter beschleunigt, gesichert und verstetigt werden. Die Erneuerbaren-Branche braucht dafür Planungssicherheit statt überstürzter und teilweise inkonsistenter Ideen, die geeignet sind, den EE-Zubau erheblich abzubremesen.

Demgegenüber bleibt die Entwicklung der Netzinfrastruktur weit hinter den Anforderungen zurück. Dies zeigt sich unter anderem in steigenden Redispatch-Mengen, einer unzureichenden Nutzung bestehender Netzkapazitäten, Verzögerungen bei Netzanschlüssen sowie in Defiziten bei Digitalisierung und Transparenz. Deswegen ist es konsequent und richtig, dass aus dem Sondervermögen Mittel für die Beschleunigung der teilweise seit Jahren verzögerten Maßnahmen bereitgestellt werden sollen.

Das Ziel, die aus dem verzögerten Umbau der Netze folgenden Probleme des Systems anzugehen, teilt der BEE ausdrücklich und hat dazu bereits seit langem eigene Vorschläge vorgelegt. Statt den Ausbau zu behindern, müssen seitens der Netzbetreiber die Voraussetzungen geschaffen werden, die diese befähigen, den lange verzögerten Umbau des Systems schneller voranzutreiben.

Das Netzanschlusspaket setzt an der falschen Stelle an: Verbindliche Vorgaben für eine Digitalisierung der Netze und Standardisierung fehlen oder sind nur in zu begrenztem Umfang aufgegriffen. Bereits existierende, fundierte und von beiden Seiten eingebrachte Lösungsvorschläge, die Genehmigungsverfahren im Verteilnetz erleichtern und so die Geschwindigkeit erhöhen und Kosten senken können, werden vollständig ignoriert.¹ Stattdessen setzt der Referentenentwurf fast ausschließlich auf Maßnahmen, die direkt in die Erlössituation von Erzeugungsanlagen eingreifen - Referenzertragsmodell,, Erzeugungskappung und Redispatchentschädigungsverzicht treffen jeweils ein und dasselbe Projekt gleichzeitig. Dabei werden die kumulativen Effekte der Einzelmaßnahmen, die dann in Folge zur erheblichen Bremsung des Ausbaus führen werden, an keiner Stelle berücksichtigt. Würde dieses Konzept umgesetzt, bedeutete dies nicht nur erheblich höhere Kosten des Systems, weil der notwendige Umbau weiter nur schleppend voranginge, sondern auch erhebliche volkswirtschaftliche Kosten aus den geopolitischen Risiken bei der Beschaffung fossiler Brennstoffe.

Blickt man auf die Regelungsvorhaben anderer Bundesbehörden, ist fraglich, welche Annahmen das BMWF hier zur Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen trifft. Selbst wenn jede Maßnahme begründet wäre. Entfalteten sie im Zusammenspiel eine Mehrfachbelastung für den Betrieb von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, der den Ausbau substanziell bremsen und die volkswirtschaftlichen Kosten in die Höhe treiben wird. Hinzu kommen weitere Schäden

¹ Der BEE verweist hier auf das [gemeinsame Vorschlagspapier](#) von BWE und VKU.

wie Arbeitsplatzverluste in einer Branche, die in rezessionsgeprägten Zeiten nach wie vor zuverlässige sozialversicherungspflichtige Beschäftigung gewährleistet.

Beide Pakete wirken zusammen – und das mit voller Wucht: Die Kombination aus Einschränkungen im Netzanschluss und Verzicht auf Erlösentschädigung im Redispatchfall drohen den Ausbau der Erneuerbaren abzuwürgen. Die Gesamtschau entwertet auch auf den ersten Blick positive Maßnahmen wie die Ausweitung von Ausschreibungsvolumina, weil zusätzliche Ausschreibungsvolumina infolge des Redispatchvorbehalts erheblich an Attraktivität einbüßen werden.

Das Ergebnis: Deutschland manövriert sich sehenden Auges in eine Stromlücke und gibt Modernisierungspotenzial an wettbewerbende Blöcke wie die Volksrepublik China ab.

1 Redispatch-Vorbehalt

1.1 Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete - § 14 Abs. 1d EnWG

Der Referentenentwurf sieht vor, dass Netzbetreiber Netzbetriebsmittel, bei denen im Vorjahr die abgeregelte Wirkleistungsbegrenzung über 5 % lag, für eine Dauer von 6 Jahren als kapazitätslimitierte Gebiete bei der BNetzA anzeigen können. Die Behörde soll daraufhin diese Gebiete ausweisen. Dabei ist neu, dass nun nach Technologien bzw. zwischen Gebieten mit Wind- oder PV-induzierten Engpässen unterschieden werden soll und die Dauer auf 6 Jahre reduziert wurde. Die Ausweisung gilt nur solange die Voraussetzungen - also die 5 % der spezifisch abgeregelten Menge - in 3 aufeinanderfolgenden Jahren vorliegen.

Die Unterscheidung nach Technologien ist prinzipiell nachvollziehbar, da dargebotsabhängige Erzeugung wie Wind und PV wenig Gleichzeitigkeiten aufweisen und sich so gut ergänzen. Insgesamt aber stehen die Kriterien zur Ausweisung von kapazitätslimitierten Gebieten im Widerspruch zum Europarecht, wie in Kapitel 1.3 dargelegt. Zudem ist kritisch, dass der Entwurf hier nur eine schwache „soll“-Formulierung verwendet. Diese erlaubt Ausnahmen und Abweichungen in „besonderen, unvorhergesehenen Ausnahmegründen“. Da das Argument der Systemstabilität immer als ein solcher Grund herangezogen werden kann, ist zu bezweifeln, dass sich die Verteilnetzbetreiber hier die Mühe machen und die Abregelungen wirklich sauber den verschiedenen Erzeugungstechnologien zuordnen werden. Zudem hier die Nachvollziehbarkeit der Art der Ausweisung, bzw. die Transparenz nicht wirklich gegeben ist. Wenn also eine Ausweisung solcher Gebiete gesetzlich zulässig sein sollte, so muss der Gesetzgeber hier eine Verpflichtung zur Unterscheidung nach Technologien einbauen.

Ebenfalls bedenklich ist die fehlende Prüfung einer solchen Ausweisung bzw. eines Korrektivs, da im Entwurf nur eine Anzeige bei der BNetzA getätigt werden muss und diese dann zur Ausweisung verpflichtet ist. Ob die Voraussetzungen erfüllt sind, muss scheinbar nicht kontrolliert werden. Der Regulierungsbehörde sollte aber durchaus eine Überprüfungsmöglichkeit eingeräumt werden. Der BEE fordert daher die Ausweisung eines kapazitätslimitierten Netzgebiets unter Genehmigungsvorbehalt der BNetzA zu stellen, oder wenigstens ein Widerspruchsrecht einzuräumen. Eine jährliche Überprüfung und verbindliche Ausbau-Meilensteine als Bedingung/Nachweis dafür, dass die Ausweisung fortbestehen kann und der prioritären Netzausbaupflichtung auch wirklich nachgekommen wird, sind ebenfalls notwendig. Andernfalls könnte eine intransparente und fehlerhafte Ermittlung der Abregelungsmengen dazu führen, dass Gebiete länger als notwendig oder fälschlicherweise ausgewiesen werden und dringend benötigter Netzausbau wieder verschlafen wird. Nur so lässt sich eine missbräuchliche Nutzung dieses Mechanismus verhindern.

Der Betrachtungszeitraum von t-1 und die Berechnungsgrundlage ist aus Sicht des BEE nicht belastbar und zu kurz gegriffen. Für belastbare Aussagen müsste auf mindestens 3 Jahre verlängert werden. Nur auf das eine Vorjahr abzustellen, reicht nicht aus, da sich die Jahre

wetterbedingt erheblich in der Erzeugung unterscheiden können.² Zudem müssten die vom ÜNB veranlassten Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz herausgerechnet werden. Die Definition engpassbehafteter Leitungsabschnitte basiert auf historischen Engpassssituationen (Vorjahr). Werden Engpässe kurz- oder mittelfristig durch Netzausbau oder Optimierungen beseitigt, ist die engpassbedingte Abregelung also nur vorübergehend und eine Dauer von 6 Jahren womöglich nicht gerechtfertigt.

Grundsätzlich kann die eigentliche Antwort für Regionen mit hohen Mengen abgeregelter Solareinspeisung nicht die Deckelung von Anlagen, sondern der beschleunigte Zubau von Batteriespeichern sein. Netzbetreiber haben mit §11a EnWG bereits heute ein Instrument in der Hand, netzdienliche Speicher auszuschreiben – es muss nur endlich genutzt werden.

Darüber hinaus braucht es eine angemessene Übergangsregelung mit echtem Bestands- bzw. Vertrauensschutz. Anlagen, für die ab dem 01.01.2027 ein Netzanschlussbegehren gestellt wird, befinden sich bereits heute in der Planung. Investitionen wurden bereits getätigt im Vertrauen auf einen sicheren und beständigen Regulierungsrahmen. Eine Übergangsfrist von mindestens 36 Monaten ab Inkrafttreten des Gesetzes ist daher aus Sicht des BEE erforderlich, damit Betreiber die neuen Regelungen noch in ihre Projektplanung einbeziehen können.

1.2 Entschädigungsverzicht - § 13a EnWG-E und § 8 Abs. 4 EEG-E

Der im Gesetzentwurf vorgesehene Redispatch-Vorbehalt wird vom BEE grundlegend kritisch und ablehnend bewertet. Auch wenn der Gesetzesentwurf nun das Instrument nicht mehr klar als solchen benennt, hat sich doch an dem Wirkmechanismus im Vergleich zum ursprünglichen Entwurf aus dem April 2026, wenig geändert.

Die Stromversorgung in Deutschland basiert mittlerweile zu fast 60 % auf erneuerbaren Energien, die durch ihre niedrigen Grenzkosten einen erheblichen preisdämpfenden Effekt auf die Börsenstrompreise entfalten und damit zur Stabilisierung des Wirtschaftsstandorts beitragen. Die wesentlichen Kostentreiber im Stromsystem liegen demgegenüber im Ausbau und Betrieb der Netzinfrastruktur. Defizite bestehen insbesondere bei Netzoptimierung, Transparenz, Standardisierung und Digitalisierung.

Vor diesem Hintergrund ist Redispatch ein notwendiges Instrument zur Gewährleistung der Netzstabilität. Gerade aufgrund dieser Unverzichtbarkeit sind Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber systemisch erforderlich, da sie Planungssicherheit gewährleisten und die Grundlage für Investitionen bilden. Diese Mechanismen sind zudem europarechtlich verankert.

Der Redispatch-Vorbehalt greift in dieses System ein, indem Netzanschlüsse in sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten an den Verzicht auf Entschädigungsansprüche geknüpft

² Vgl. Abbildung 1: Vergleich der Redispatchanteile im Verteilnetz, landkreisscharf, im Zeitraum 2023 und 2025. Quelle: BEE.

werden.³ Damit wird ein zentrales Element der Investitionsabsicherung für erneuerbare Energien infrage gestellt.

Die Änderungsvorschläge im Referentenentwurf nach § 13a EnWG-E begrenzt den Anspruch auf finanziellen Ausgleich nur nach Maßgabe eines zu schließenden Vertrages, während § 8 Abs. 4 EEG den Netzanschlusspflicht in kapazitätslimitierten Gebieten vollständig aufhebt. Stattdessen muss der Netzbetreiber hier einen Anschlussvertrag anbieten, in dem der Anschlussnehmer auf sein Recht auf finanziellen Ausgleich nach § 13a Absatz 2 EnWG, der Redispatchentschädigung verzichtet. Dieser Verzicht ist nun auf 10 bis 20% des Jahresertrags gedeckelt. Auch in dieser nun gedeckelten Form entsteht durch den Redispatch-Vorbehalt Planungsunsicherheit und die betriebswirtschaftliche Kalkulation und Bankenfinanzierung für EE-Anlagen werden stark gefährdet. Der unfreiwillige Vertragsabschluss steht im Widerspruch zum Europarecht, wie in Kapitel 1.3 dargelegt.

BEE fordert daher klar die Streichung des Redispatch-Vorbehalts.

Auswirkungen auf Investitionen und Systementwicklung

Zwar kann die vorgeschlagene Deckelung der maximalen Jahresenergiemenge, für die auf finanzielle Entschädigung im Redispatchfall verzichtet werden muss, die kurzfristige Planbarkeit für Projekte verbessern, aber der Indikator für die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzelemente bleibt weiterhin die abgeregelte Menge. Diese ist immer abhängig von nicht prognostizierbaren Ereignissen und hält so das unkalkulierbare Risiko für die langfristige Planung der Projektierer und Finanzierer aufrecht. Die Deckelung der nicht zu entschädigenden Abregelungsmenge kann also die negativen Effekte auf die Finanzierungsbedingungen eines Projektes nicht gänzlich einfangen. Das Redispatchvolumen ist schlicht zu volatil, um es als einen geeigneten Indikator für die Finanzierung von Projekten heranzuziehen.

Abbildung 1 zeigt den Redispatchanteil in Deutschland, vergleichend für die Jahre 2023 und 2025.⁴ Erkennbar ist zum einen die hohe Abhängigkeit von unvorhersehbaren und nicht zu antizipierenden Wetterphänomenen wie dem windstarken Jahr 2023. Die Konsequenzen für die Gebiete mit hoher Windenergieleistung werden schnell deutlich. Ein Netzanschluss an der Nordseeküste, der im Jahr 2025 noch unter „normalen“ Anschlussbedingungen möglich gewesen wäre, ist es 2023 ceteris paribus nicht mehr. Gleiches ist Bspw. für den bayerischen Landkreis Dingolfing-Landau im PV-Segment zu schlussfolgern. Zusätzlich ist anzunehmen, dass ein Risikoaufschlag in voller Höhe von zwanzig Prozent durch die finanzierenden Institute erfolgen wird. Die Fremdkapitalkosten erhöhen sich folglich linear innerhalb von 2 Jahren entsprechend.

³ Vgl. § 14 EnWG-E i.V.m. § 8a EEG-E.

⁴ Hinweis: Diese Abbildung ist das Ergebnis einer Modellierung, um Lücken in der heterogenen Datenlage der Netzbetreiber durch Berechnungen zu schließen. Die Trends dienen der Visualisierung und sind nicht für Finanzierungs- oder Investitionsentscheidungen geeignet. Haftung ausgeschlossen.“

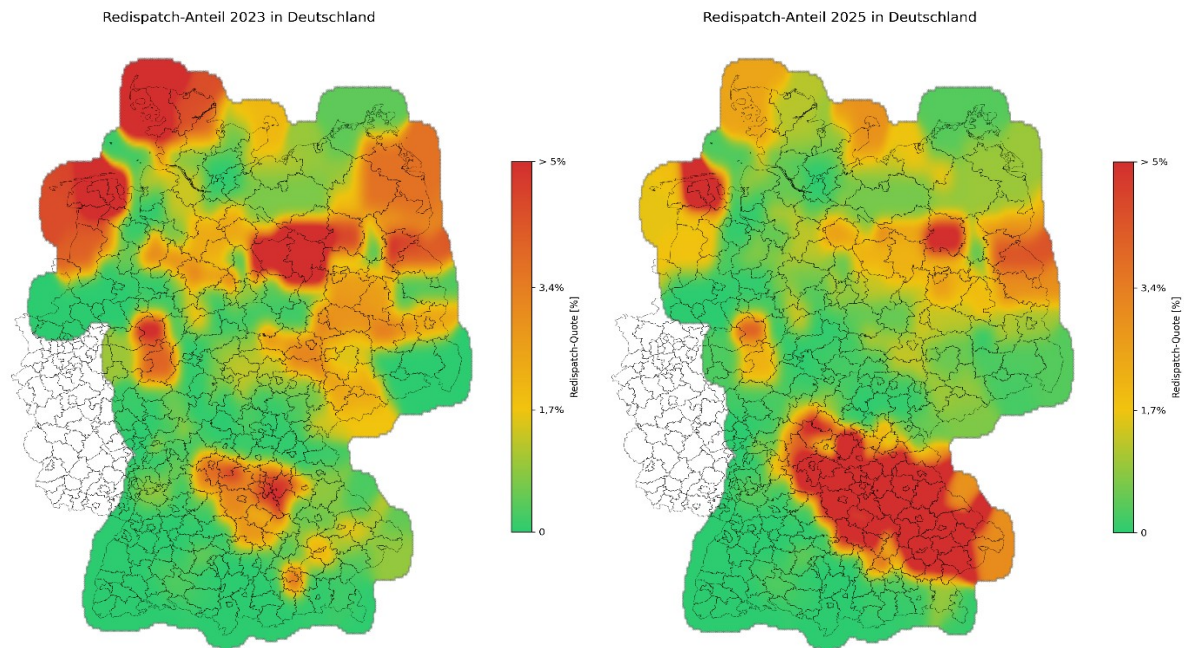


Abbildung 1: Vergleich der Redispatchanteile im Verteilnetz, landkreisscharf, im Zeitraum 2023 und 2025. Quelle: BEE

Gerade diese Kombination von Indikatoren mit hoher Varianz, die für die Ausweisung eines kapazitätslimitierten Gebiets herangezogen werden, sorgen so für eine langfristige Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen. Da niemand wirklich abschätzen kann wie sich die Redispatchmengen eines Assets entwickeln werden, ist ein rationaler Finanzierer gezwungen den maximalen Risikoaufschlag, dauerhaft zu erheben. In der Folge ist zu erwarten, dass Investitionen insbesondere in netzbelasteten Regionen zurückgehen und sich der Ausbau auf wenige Regionen konzentriert. Damit würde der notwendige dezentrale Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich beeinträchtigt. Flächen- und Anschlusskonzentration nehmen zu. Dadurch verteuern sich wiederum Projekte, auch in Gebieten ohne Kapazitätslimitierung.

Zugleich werden keine Anreize gesetzt, die strukturellen Ursachen von Netzengpässen zu beheben. Vielmehr besteht die Gefahr, dass notwendige Maßnahmen im Bereich Netzausbau, Netzoptimierung und Digitalisierung verzögert werden und bestehende Ineffizienzen im System fortbestehen, da es keine Sanktionsmechanismen für die Netzbetreiber gibt, sollten sie der „prioritären Ausbaupflicht“ bei kapazitätslimitierten Assets nicht nachkommen.

Auch gesamtwirtschaftlich sind negative Auswirkungen zu erwarten, etwa durch einen geschwächten preisdämpfenden Effekt erneuerbarer Energien, steigende Kosten infolge verzögerter Dekarbonisierung sowie eine Belastung des Wirtschaftsstandorts. Letztlich ist also mit einer Kostenexplosion in allen Segmenten, weniger Dezentralität in der Erzeugung und zunehmender Marktkonzentration zu rechnen. Gleichzeitig gibt es keinen echten Anreiz, um Netzausbau zu beschleunigen oder bestehende Kapazitäten besser zu nutzen.

Wechselwirkung mit bilanziellem Ausgleich und Planwertmodell

Der Redispatch-Vorbehalt sieht vor, dass ein Anlagenbetreiber auf einen bestimmten Teil seines finanziellen Entschädigungsanspruch nach § 13a Abs. 2 EnWG verzichtet. Die Deckelung des Entschädigungsverzichts auf 10–20 % suggeriert zunächst einen gewissen Schutz bzw. Planungssicherheit. Doch dieser ist viel weniger stark als es auf den ersten Blick scheint bzw. liegt das eigentliche Problem eine Ebene tiefer: beim bilanziellen Ausgleich.

Der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 1a S. 1 EnWG sorgt dafür, dass abgeregelter Strom rechnerisch so gutgeschrieben wird, als wäre er eingespeist worden. Bei der Abregelung von Anlagen muss der Direktvermarkter den bereits verkauften Strom Intraday nachbeschaffen. Abregelungen haben i.d.R. eine hohe Gleichzeitigkeit, i.e. wenn viele Anlagen gleichzeitig betroffen sind, steigt der Intraday-Preis. Das so entstehende Preisrisiko trägt aber nicht der Direktvermarkter, sondern er reicht es über Risikoaufschläge vollständig an den Anlagenbetreiber weiter.

Nun ist in der Praxis klar, dass dieses System des bilanziellen Ausgleichs nicht funktioniert, weswegen die BNetzA mit der BilAReM-Festlegung (BK6-23-241, 07.05.2026) auf Basis von § 14 Abs. 1a EnWG geregelt hat, dass der bilanzielle Ausgleich schrittweise durch die Verteilernetzbetreiber im Planwertmodell übernommen wird. Das bedeutet der bilanzielle Ausgleich gilt als erfüllt, wenn es der finanzielle Ausgleich ist.

Solange eine Anlage aber noch nicht in dieses Modell überführt ist, bleibt der BKV – also der Direktvermarkter – für den Ausgleich zuständig. Das Intraday-Preisrisiko besteht damit in der gesamten Übergangsphase der Regelung bis Ende 2031 fort. Zwar gibt es keine offizielle Statistik, aber es lassen sich Annahmen treffen. So ist davon auszugehen, dass alle steuerbaren Erzeugungsanlagen (EE und KWK ab 100 kW), die nicht fahrplanfähig sind oder die Kriterien für das Planwertmodell nicht erfüllen, sich standardmäßig im Prognosemodell befinden. Branchenweit sollten so deutlich über 90 % aller steuerbaren Anlagen noch dem Prognosemodell zugeordnet werden können. Der BDEW und die Bundesnetzagentur verweisen zudem darauf, dass die Masse der Anlagen im vereinfachten Prognosemodell verbleibt. Somit trägt die Mehrheit aller Anlagenbetreiber also dieses Preisrisiko, welches aber im Redispatch-Vorbehalt aus dem Netzanschlusspaket überhaupt nicht adressiert wird. Hier muss der Gesetzgeber und die BNetzA tätig werden. Es ist unverständlich und gefährlich, dass auf der einen Seite nicht funktionierende Systeme wie dem Redispatch 2.0 immer komplexer werden, ohne eine wirkliche Verbesserung zu erreichen und auf der anderen Seite Regelungen wie der Redispatch-Vorbehalt getroffen werden. Durch die nur schwer einschätzbaren und im vorliegenden Entwurf nicht berücksichtigten Wechselwirkungen damit, wird die Erlössituation von Anlagen immer weiter gefährdet.

Der Redispatch-Vorbehalt ist nicht alternativlos

Anstatt große Anstrengungen zu unternehmen, neue und letztlich nicht funktionierende Instrumente zu konstruieren, empfiehlt der BEE auch hier ein pragmatischeres Vorgehen. Die Verbesserung und Nutzbarmachung bereits bestehender Instrumente wie Bspw. der Nutzen statt Abregeln-Regelung nach §13k EnWG wäre deutlich günstiger und würde weniger juristische Probleme mit sich ziehen. Bisher verhindert die Definition der "Zusätzlichkeit", bzw. die Zusätzlichkeitskriterien - i.e. wann ein zusätzlich angereizter Verbrauch wirklich zusätzlich

erfolgt und so zur Entlastung des jeweiligen Netzgebiets führt - die effektive und vor allem wirtschaftliche Nutzung dieses Instruments. So bleibt es mangels Teilnehmer weit hinter seinem Potential zurück. Der BEE empfiehlt zum einen die Zusätzlichkeitskriterien weniger restriktiv auszugestalten, um mehr Verbrauchern die Teilnahme zu ermöglichen. Zum anderen, und damit einhergehend, muss die Wirtschaftlichkeit für Teilnehmer erhöht werden, indem die Teilnahme an anderen Vermarktungsoptionen außerhalb des 13k EnWG ermöglicht wird. Mit einer entsprechend ausgestalteten Novelle des §13k EnWG könnte man so schnell einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduzierung des negativen Redispatch Bedarfs leisten.

1.3 Rechtliche Bewertung und europarechtliche Vorgaben

Der Redispatch-Vorbehalt wirft darüber hinaus erhebliche rechtliche Fragen auf. Dies betrifft insbesondere die Vereinbarkeit mit dem Diskriminierungsverbot nach § 7 Abs. 2 EEG sowie mit den europäischen Vorgaben zur Entschädigung bei Redispatch.

Das Gutachten der Kanzlei RAUE kommt dabei zu einem klaren Ergebnis: Der Redispatch-Vorbehalt verstößt gegen europäisches Recht – und zwar gleich an drei Stellen. Er verletzt das Recht auf Netzanschluss (Art. 6 EBM-RL), den Vorrang flexibler Netzanschlussvereinbarungen (Art. 6a EBM-RL) und das Recht auf Entschädigung bei nicht-marktbasiertem Redispatch (Art. 13 Abs. 7 EBM-VO).⁵

Nach Europarecht ist eine Einschränkung des Rechts auf Netzzugang nur in sehr engen, im Einzelfall nachzuweisenden Einzelfällen möglich. Die Kriterien des Referentenentwurfs genügen der Definition von echten, zeitlich und räumlich objektiv vorliegenden Netzengpässen nicht. Das betrifft insbesondere den deutlich zu niedrigen Schwellenwert von 5 Prozent Abregelung, der lediglich dem Zielwert der netzplanerischen Spitzenkappung entspricht, den zu langer Zeitraum der Gebietsausweisung von sechs Jahren, die unsachgemäße Berücksichtigung von Abregelungsmengen aus anderen Netzebenen und den unfreiwilligen Vertragsabschluss mit Verzicht auf den finanziellen Ausgleich von Redispatchmaßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Lediglich die technologische Differenzierung wurde teilweise umgesetzt, wobei die „Soll“-Regelung in § 14 Abs. 1d Satz 4 EnWG-E durch eine „Muss“-Formulierung ersetzt werden müsste.

Die daraus abzuleitende Konsequenz ist eindeutig: Europäisches Recht hat Vorrang vor nationalem Recht. Der Redispatch-Vorbehalt wäre damit von Anfang an nicht anwendbar und dennoch drohen erhebliche praktische Schäden. Netzbetreiber könnten die Regelung trotz ihrer Rechtswidrigkeit anwenden – solange kein deutsches oder europäisches Gericht das Gegenteil feststellt. Das kann Jahre dauern. In dieser Zeit müssen Projektfinanzierer die Rechtsunsicherheit als Risiko einpreisen, was Projekte verteuert, Finanzierungen gefährdet und zu Insolvenzen führen kann, selbst wenn die Anlagenbetreiber am Ende vor Gericht recht bekämen.

⁵ S. Heller/Roegele/Seemann 2026, Kanzlei RAUE, [Kurzgutachten](#) zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts.

Wenden Netzbetreiber den Redispatch-Vorbehalt rechtswidrig an, riskieren sie zudem Schadensersatzklagen. Auch der Staat kann nach europäischem Staatshaftungsrecht für den Schaden haften, den ein europarechtswidriges Gesetz verursacht.⁶ Je nach Umfang der betroffenen Anlagen drohen Zahlungsverpflichtungen in Milliardenhöhe. Hinzu kommen erhöhte Finanzierungskosten aufgrund des neu geschaffenen Anschlussrisikos, das per Risikoaufschlag in Neuprojekte eingepreist wird und diese verteuern wird. Da damit der Förderbedarf der Anlagen steigt, muss dies letztlich aus dem Bundeshaushalt bezahlt werden.

Eingriff in Rechte der Länder, der Kommunen

Ein weiteres Problem des Redispatch-Vorbehalts sieht der BEE im Eingriff in die hoheitlichen, planungsrechtlichen Aufgaben der Länder und Kommunen.

Der Redispatch-Vorbehalt gibt dem Netzbetreiber die Möglichkeit, die räumliche Verteilung von Windenergieanlagen faktisch zu steuern. Das ist eigentlich Aufgabe demokratisch legitimierter Planungsträger – in Ländern, Regionen und Kommunen. Deren Planungen könnten durch den Redispatch-Vorbehalt schlicht unterlaufen werden – was konkrete Folgen hat.⁷

Nach den Regelungen des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) müssen die Länder bestimmte Flächenziele für Windenergie erreichen. Verfehlen sie diese Ziele, verlieren sie ihre Möglichkeit zur eigenständigen räumlichen Steuerung der Windenergie. Der Redispatch-Vorbehalt kann genau das auslösen – nicht durch politische Entscheidung, sondern durch das Verhalten privater Netzbetreiber.⁸

In der Gesamtbewertung ist der Redispatch-Vorbehalt daher nicht geeignet, die bestehenden Herausforderungen im Netzsystem wirksam zu adressieren. Stattdessen erhöht er Investitionsrisiken, gefährdet den Ausbau erneuerbarer Energien und verlagert systemische Probleme auf die Erzeugerseite.

Der BEE fordert daher den Redispatch Vorbehalt bzw. die Vorschläge nach §13a Abs. und §8 Abs. 4 sowie §6 EEG-E zu streichen und den Fokus auf Maßnahmen zu legen, die die Ursachen von Netzengpässen wirklich adressieren, insbesondere durch beschleunigten Netzausbau, verbesserte Netznutzung, den Ausbau von Flexibilitätsoptionen und dem verpflichtenden Angebot von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen.

⁶ Der BEE verweist für eine genaue juristische Erläuterung zu Staatshaftungsansprüchen wegen Entschädigungsverzicht in kapazitätslimitierten Netzgebieten auf die Stellungnahme des Bundesverbands WindEnergie e.V. zum Referentenentwurf des Netzpakets vom 22.07.2026.

⁷ Vgl. Klear/Ludwig/Koch, Kanzlei bbh, [Kurzugutachten](#) zum Referentenentwurf.

⁸ Für eine tiefere Auswertung zu den rechtlichen Bedenken zum Redispatch-Vorbehalt verweist der BEE auf die Stellungnahme des Bundesverbands WindEnergie e.V. zum Referentenentwurf des Netzpakets vom 22.07.2026.

2 Wirkleistungsbegrenzung der Einspeisung - § 8

Abs. 1 S. 3 EEG-E

Der Vorschlag des BMWF nach § 8 Abs. 1 S.3 EEG-E sieht vor ab dem 01.01.2027 die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt bundesweit gesetzlich zu beschränken. Solaranlagen sollen dann nur noch 70 % ihrer installierten Leistung und Windenergieanlagen an Land nur noch 280 Watt je Quadratmeter Rotorfläche einspeisen dürfen. Dabei ist klar, will man Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit von Energieimporten und die EU-Ziele zur Elektrifizierung von Wärme und Verkehr erreichen, so braucht es mehr Erneuerbare, nicht weniger. Statt den Ausbau also künstlich abzuwürgen und Strom für Verbraucher und Industrie unnötig zu verteuern, muss der Gesetzgeber jetzt den Rahmen schaffen, der diesen Ausbau ermöglicht.

Sicher ist, dass eine gute räumliche Steuerung über lokale Signale möglich ist und sich so eine effizientere Netznutzung und Kosteneinsparung erzielen lässt. Eine pauschale Wirkleistungsbegrenzung wie vorgeschlagen, setzt aber kein solches Signal. Vielmehr verschlechtern sich so die Investitionsbedingungen zusätzlich zum Redispatch-Vorbehalt extrem, da die Ertragsmöglichkeiten abgesenkt werden. 20 Prozent Entschädigungsverzicht und die Wirkleistungsbegrenzung wirken schließlich zusammen auf das Ertragsergebnis einer Anlage.

Dabei erkennt der BEE jedoch die grundlegende Intention des BMWF, die Suche nach einem solchen Instrument zur räumlichen Steuerung an, empfiehlt aber eine weniger invasive Ausgestaltung. So kann ein lokales Signal auch durch die Kombination der Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete nach § 14 Abs. 1d EnWG-E und der darin dann anzuwendenden Wirkleistungsbegrenzung der Einspeisung nach § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E gesendet werden. Die Anschlussleistung würde dann dort auf ein für ein Gebiet mit besonderen Umständen (also ein kapazitätslimitiertes Gebiet) systemdienliches Maß reduziert. Das könnte starke Anreize für den Zubau von Flexibilitäten behind-the-meter wie z.B. Batteriespeicher oder Power-to-heat-Anlagen setzen was das Redispatchvolumen, insgesamt senken würde.

Voraussetzung dafür ist aber die Änderung des Bezugspunktes der Abregelung bei Redispatchmaßnahmen und die Abstellung der Wirkleistungsbegrenzung auf die gesamteingespeiste Menge am NVP. Bei Anschluss mehrerer Anlagen, insb. bei einer Kombination von Wind und PV, muss die Summe der erlaubten Anschlussleistungen eingespeist werden, auch wenn dabei einzelne Anlagen über den Schwellenwerten erzeugen sollten. So wird ein Anreiz zu systemdienlicher Überbauung gesetzt und es können überbaute Netzverknüpfungspunkte optimal genutzt werden - § 8 Abs. 1 Satz 5 sollte entsprechend klarer gefasst werden. Derzeit wird stur auf die einzelne Anlage geregelt, was eine Nutzung des Stroms der temporär nicht ins Netz aufgenommen werden kann, verhindert. Der erzeugte Strom wird also abgeregelt und entschädigt. Allerdings ist im Redispatchfall die Begrenzung der Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt das entscheidende Kriterium. Hier muss der Netzbetreiber dafür sorgen das begrenzt wird, was technisch leicht umsetzbar ist, jedoch gibt es derzeit rechtliche Hürden. Besser und kostengünstiger wäre es also, den erzeugten Strom zu nutzen und auf den NVP zu regeln. Der BEE fordert darum eine Änderung der § 13 Abs. 1 & §13a Abs.1 EnWG, um das Potential der behind-the-meter-Lösungen zu heben und Kosten zu sparen.

Die pauschale Begrenzung für PV-Anlagen des ersten Segments sieht der BEE hingegen kritisch, da keine Unterscheidung zwischen Freiflächenanlagen und noch nicht marktreifen Konzepten, wie Agri-PV-Anlagen vorgenommen wird. Gerade mit Hinblick auf die geplante Streichung der Innovationsausschreibungen stellt sich die Frage wie ein noch in der Erprobung und Entwicklung befindliches Segment wie die Agri-PV, mit einem so hohen Ertragsverlust umgesetzt werden soll. Ohne einen verbesserten Förderrahmen werden voraussichtlich keine Projekte mehr umgesetzt werden und die Felderprobung enden. Damit verpasst es die Bundesregierung hier einen echten Beitrag zur Erforschung für Klimaresilienz der Landwirtschaft zu leisten.

Analog zur Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete nach dem Entwurf braucht es auch hier eine angemessene Übergangsregelung mit echtem Bestands- bzw. Vertrauensschutz. Die Gründe unterscheiden sich dabei nicht, denn Ertragsprognosen sind elementarer Bestandteil der Projektplanung und somit Voraussetzungen für Investitionsentscheidungen bzw. getätigte Investitionen.

3 Erweiterungsbedarf der flexiblen Netzanschlussvereinbarung - §8a EEG

Für den BEE ist nicht verständlich wieso ein Gesetzespaket dessen Ziele die Synchronisierung von Anlagenzubau und Netzausbau sowie die Verbesserung der Netzanschlussverfahren sind, hier mit einem so groben Instrument aufschlägt, anstatt einfach die Bestehenden leistungsfähiger zu machen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) nach §8a EEG werden einfach nicht berücksichtigt. Ein guter Planer sollte jedoch alle regulatorischen Entscheidungen so effizient und minimalinvasiv wie möglich gestalten, i.e. mit den geringsten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten verbunden. Das Ministerium müsste also dazu angehalten sein, alle bestehenden Instrumente zu prüfen und ggf. nachzuschärfen, bevor man mittels eines neuen Gesetzes so massiv in den Markt eingreift und Verwerfungen und Verfehlen der Ausbauziele dabei billigend in Kauf nimmt. Ein solches Vorgehen erscheint systematisch widersprüchlich und regulatorisch inkonsistent.

Flexible Anschlusskonzepte können vorhandene Netzkapazitäten besser nutzbar machen und dadurch den Netzausbaubedarf zumindest temporär reduzieren. Daher sollten Netzbetreiber dazu verpflichtet sein, für dargebotsunabhängige Erzeuger vorrangig dynamische Anschlussmodelle anzubieten, die eine Einspeisung immer dann ermöglichen, wenn die Netzsituation es erlaubt. Wo das kurzfristig technisch nicht umsetzbar ist, müssen zumindest für dargebotsunabhängige Erzeuger statische Modelle mit klar definierten Einspeisefenstern

bereitgestellt werden. Ein gewisser wirtschaftlicher Rahmen muss dabei gewährt werden, um Missbrauch zu verhindern.⁹

Der BEE empfiehlt den Netzbetreiber zu verpflichten einen Vertrag über eine flexible Netzanschlussvereinbarung anzubieten, welcher den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht. So wird verhindert, dass pauschale Sperrfenster den Anschluss flexibler dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen faktisch blockieren. Erzeugungsanlagen faktisch blockieren.

Darüber hinaus sollte zwischen Netzanschlussbegehren von Stand-alone-Speichern und reinen Erzeugungsanlagen differenziert werden, um so die Integration systemdienlicher Erzeugungskapazitäten zu fördern.¹⁰

Weiter muss das Optimierungspotential der Anschlussleistung endlich gehoben werden und die technische Überbauung von NVPs endlich im Gesetz angereizt werden. Dadurch ließen sich Einsparungen in Milliardenhöhe ermöglichen. Hierfür muss ein Wahlrecht für Anlagenbetreiber umgesetzt werden.

BEE-Empfehlung

Änderung des §8a EEG wie folgt:

(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen über:

1.–6. [wie bisher]

7. ein Messkonzept zur Ermittlung der Einspeisungsmengen im Kontext unterschiedlicher verwendender Erzeugungstechnologien am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt.

(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste sowie im Hinblick auf die Spannungsebene geeignete Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative nicht an der Stelle mit der kürzesten Luftlinienentfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 erste Alternative, ~~so hat der Netzbetreiber für diesen Punkt die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu prüfen und dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen.~~ ist der Netzbetreiber verpflichtet die Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung, welche den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht, an diesen Netzverknüpfungspunkt zu prüfen. Der

⁹ Vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Priorisierung von Netzanschlüssen - §§ 17a und 17b EnWG-E Darlegung von Negativbeispielen bei FCAs zur Nutzung als Verhinderungsinstrument für Netzanschlussbegehren.

¹⁰ Ein Monitoring der Bundesnetzagentur für das Jahr 2024 zeigt eine angefragte Speicherleistung von rund 400 GW bei einer Kapazität von 661 GWh. Dieses Volumen übersteigt den realen Systembedarf bei Weitem und belastet die Netzanschlussverfahren strukturell.

Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen und ihm bei positivem Prüfergebnis den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anzubieten.

(4) Der Anschlussbegehrende hat, soweit dies technisch möglich ist, Anspruch auf die Anwendung einer volldynamischen Regelung. Zu diesem Zweck hat der Anschlussnetzbetreiber ein geeignetes Kriterium festzulegen, anhand dessen die Belastung des Stromsystems am Netzverknüpfungspunkt ermittelt und mittels fernübertragenen Signals an den Anlagenbetreiber übermittelt wird. Stehen der Anwendung einer volldynamischen Regelung technische Restriktionen entgegen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, alternativ zeitliche Einschränkungen in Form kalendermonatlich festzulegender Hüllkurven vorzusehen, dass der wirtschaftliche Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht wird.

(5) Die Regelungen der Absätze (3) und (4) lassen Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers aufgrund angeordneter Redispatch-Maßnahmen nach den §§ 13 und 14 EnWG unberührt, sofern die Einspeisung nicht im Rahmen einer Wirkleistungsanpassung nach § 8a EEG erfolgt. Unberührt bleibt zudem die grundsätzliche Verpflichtung des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau.

(6) Bei mehreren Anträgen auf Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Rahmen eines Leistungszubaues haben Leistungserweiterungen, die sich auf einen bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkt auswirken, Vorrang vor Anschlussbegehren, für die ein neuer Netzverknüpfungspunkt zu erschließen wäre.

(7) Bei Teilabbau oder Stilllegung von Anlagen (Bestand) kann der hinzukommende Anlagenbetreiber dessen Einspeiseleistung auch weiterhin nutzen.

(8) Der Netzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber Informationen über bereits bestehende naheliegende NVP, deren Netzkapazität, installierte Nennleistung und angeschlossene Erzeugungstechnologie, sowie angeschlossenen Anlagenbetreiber zur Verfügung in dem Maße zur Verfügung stellen, sodass eine Anfrage zur gemeinsamen Nutzung der anliegenden Anschlussleistung möglich wird.

Änderung des § 17 Absatz 2 EnWG wie folgt:

*Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. *Verfügt der anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, dass die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b dieses Gesetzes oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht....**

Änderung des §17 Absatz 2b EnWG wie folgt:

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ~~können Anschlussnehmern den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten.~~ sind verpflichtet, dem

Anschlussbegehrenden auf Anfrage eine flexible Netzanschlussvereinbarung anzubieten, der den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht. Eine Ablehnung ist nur aus technischen Gründen zulässig und bedarf der schriftlichen Begründung nach Maßgabe des § 17 Abs. 2. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Satz 1 gibt dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen das Recht, vom Anschlussnehmer eine statische oder dynamische Begrenzung nach §8a Abs 4 EEG-NEU der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen.

4 Allgemeiner Netzanschluss und Netzzugang

4.1 Rückführung ungenutzter Netzkapazität - § 17 Abs. 1a EnWG-E

Der BEE begrüßt die Regelung zur Optimierung hin zur tatsächlich benötigten Anschlussleistung grundsätzlich. Sie ist sinnvoll, um ungenutzte Netzkapazitäten zu aktivieren und den Netzausbaubedarf zu senken. Es fehlen jedoch Ausnahmen für Fälle, in denen eine Volleinspeisung vorübergehend nicht möglich ist oder die Inbetriebnahme länger als üblich dauert. Eine nicht vollständige Nutzung der vorzuhaltenden Leistung kann auch durch unverschuldete Aktivitäten entstehen, für die der Anschlussnehmer nicht selbst die Verantwortung trägt oder die dem Stromnetz sogar dienlich sind. Beispielhaft zu nennen sind hier Anlagen, die in Teillast laufen müssen, die eine Überbauung planen, oder die auf Lieferungen elektrischer Bauteile warten müssen. Es fehlen in jedem Sinne Ausnahmenvorschriften, etwa für beklagte Anlagen, Anlagen mit technischen Problemen oder mit vorübergehenden Beschränkungen wie durch Vogelflug, Luftverkehr oder landwirtschaftliche Nutzung. Auch wenn Anschlussnehmer ihre zugesagte Kapazität nur begrenzt brauchen, weil sie Teile ihrer Energiemenge für Direktbelieferungsprojekte nutzen, sollten sie dadurch keine Nachteile beim Netzanschluss erfahren. Oftmals entstehen bei Projekten mit mehreren Bauabschnitten innerhalb eines Projekts kumulative Verzögerungen, da Verzögerungen innerhalb der Teilprojekte wiederum zu Verzögerungen in den folgenden Abschnitten führen können – eine unverschuldete Verzögerung bei der BlmSchG-Genehmigung hat bspw. einen solch aufschiebenden Charakter.

Die dreijährige Frist sollte daher zumindest erst ab der Inbetriebnahme und nicht schon ab Vertragsschluss beginnen, sowie eine Härtefallregelung für vorübergehende nicht verschuldete Einschränkungen ergänzt werden.

BEE-Empfehlung

Änderung des §17 Abs. 1a Satz 2 EnWG-E wie folgt:

„(1a) Stellt sich nach *Inbetriebnahme des Netzanschlusses* ~~Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses~~ heraus, dass die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als drei Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen wurde, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei Jahre anzupassen. Der Anschlussnehmer hat die Anpassung zu dulden. *Die Frist ruht, solange Umstände vorliegen, die eine verzögerte oder vorübergehend verringerte Anschlussnutzung erfordern und vom Anlagenbetreiber nicht zu vertreten sind.*“

4.2 Änderung beim Netzanschluss für Co-located Speichern - § 17 Abs. 2b EnWG-E

Das geltende EnWG stellt graue Energiespeicher bereits so, dass EE- und KWK-Anlagen ihnen gegenüber keinen Anschlussvorrang haben. Neu hinzukommt mit dem § 17 Abs. 2b EnWG-E nun ein Vorrang für Co-located Speicher, sofern diese am Netzverknüpfungspunkt keine zusätzliche Entnahme- oder Einspeiseleistung beanspruchen. In diesem Fall darf der Netzbetreiber den Anschluss nicht mehr wegen mangelnder Netzkapazität ablehnen.

Der BEE begrüßt eine Regelung in diese Richtung grundsätzlich, jedoch betrachtet sie nicht alle notwendigen Anwendungsfälle und bedarf weiterer Klarstellung. Der Vorrang sollte nicht nur für bestehende NVP gelten, sondern auch für neue EE-Anlagen in Kombination mit Co-located Speichern.

In beiden Fällen ist jedoch zwischen zwei Arten von Co-located Speichern zu unterscheiden. Reine Grünstromspeicher beziehen per Definition keinen Netzstrom und erhöhen die Einspeiseleistung nicht. Ihr Anschluss darf folglich nicht wegen mangelnder Netzkapazität abgelehnt werden. Dies sollte in einer standardisierten flexiblen Netzanschlussvereinbarung in § 17 Abs. 2b EnWG-E oder aber in § 8a EEG geregelt werden.

Bei Co-located Multi-Use-Speichern, die sich zwar die Einspeiseleistung mit der EE-Anlage teilen aber zusätzlich eine Bezugsleistung beanspruchen, muss ebenfalls abgegrenzt werden. Hier sollte eine allgemeine Regel eingeführt werden, welche 50 % der Einspeiseleistung - abgestellt auf die technisch mögliche Leistung - auch in Bezugsrichtung zur Verfügung stellt. Der Netzbetreiber darf den Anschluss auch in diesem Fall nicht wegen mangelnder Netzkapazität ablehnen.

Eine solche Regelung würde es ermöglichen, diese Speicher in Kombination mit PV-Anlagen auch im Winter sinnvoll zu nutzen. Sie können so einen systemischen und marktlichen Beitrag leisten. Darüber hinaus eignen sie sich zur Reduzierung von Redispatchvolumen und -kosten, etwa im Rahmen zukünftiger dynamischer Netzentgelte. Insgesamt wird so die vorhandene Netzkapazität effizienter genutzt.

4.3 Priorisierung von Netzanschlüssen - §§ 17a und 17b EnWG-E

Mit den §§17 a und b EnWG-E soll die Abkehr vom Windhundprinzip im Netzanschlussverfahren gelingen. Dabei dürfen im Übertragungsnetz Kriterien zur Anwendung kommen, die die Möglichkeit zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchern nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien erlauben. Diese sollen die ÜNB gemeinsam festlegen und durch die BNetZA bis zum 1. Januar 2027 genehmigen lassen. Wird mangelnde Netzkapazität festgestellt, dürfen die ÜNB den verpflichtenden Abschluss eines FCA für den Netzanschluss binden, soweit die Bundesnetzagentur dem zugestimmt hat. Eine weitere Ausnahme ist, dass der Anschlussnehmer den notwendigen Netzausbau selbst zahlt.

VNB dürfen diese bestätigten Kriterien dann unter Einbezug ihrer Regionalszenarien und mit Anzeigepflicht ebenfalls in ihren Netzgebieten anwenden.

Der BEE begrüßt im Übertragungsnetz grundlegend die Abkehr vom Windhundprinzip und bewertet dieses Vorgehen als zeitgemäß. Es fehlt hier aktuell noch an Standardisierung, Digitalisierung und Automatisierung. Allerdings bezweifeln wir, dass sich das bei den ÜNB eingesetzte Verfahren einfach ohne Weiteres auf die VNB übertragen lässt.

Bei den ÜNB sind frei verfügbare Schaltfelder der eigentliche Engpass, weshalb Erzeuger, Verbraucher und Speicher hier tatsächlich um Kapazitäten konkurrieren können. Im Verteilnetz ist das in der Regel nicht der Fall. Zudem wäre der Aufwand für ein transparentes und diskriminierungsfreies Priorisierungsverfahren deutlich höher als beim bisherigen Windhundverfahren. Der BEE empfiehlt daher, eine Priorisierung im VN erst bei Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 10 MW anzuwenden.

Die Möglichkeit von verpflichtenden FCAs ist vom Grundsatz her nicht negativ, benötigt aber gewisse Einschränkungen und sollte unbedingt mit den Festlegungsvorhaben der BNetzA zur Ausgestaltung einheitlicher Kriterien und Bestandteile für FCA harmonisiert werden. FCAs dürfen nicht zur Verhinderung von Netzanschlüssen instrumentalisiert werden. So wurden in der Praxis durchaus Regelungen bei FCAs gesehen, die einzig diesem Zweck dienen.¹¹

Der BEE spricht sich klar gegen einen Missbrauch der gesetzlichen Ausbauziele zur Depriorisierung bzw. Diskriminierung von bestimmten Erneuerbaren Erzeugungstechnologien aus. Die Kriterien in § 17b Abs. 2 dürfen nicht in Widerspruch zum §8 und § 11 EEG stehen, wenn es darum geht, die benötigten Flexibilitäten im Strommix zu heben.¹²

Sofern VNB wirklich ein Priorisierungsverfahren einführen, muss dieses einheitlich ausgestaltet sein. Es sollte der BNetzA zur Genehmigung vorgelegt und mit der EE-Branche konsultiert werden. Die Einbindung der Regionalszenarien der Netzausbaupläne in die Formulierung ist dabei kritisch zu betrachten. Anders als die Netzentwicklungspläne der ÜNB wurden sie weder konsultiert noch von der BNetzA genehmigt und stellen somit keine plausible Grundlage dar.

¹¹ Bspw. eine pauschale starre Zeitfensterregelung für PV-Anlagen, die eine Einspeisung ausschließlich in Q4 und Q1, oder aber ganzjährig ausschließlich nach Sonnenuntergang vorsieht. Auch die extrem langsamen Rampen für Batteriespeicher im kürzlich veröffentlichten E.ON-Vorstoß eines FCA-Mustervertrags dienen ganz klar diesem Ziel und umgehen zugleich den etablierten, klar geregelten Prozess der Erstellung der TARs im VDE FNN. Dieses Vorgehen bzw. Zweckentfremdung ist gefährlich, ihm muss schnellstens durch den Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde begegnet werden.

¹² Die Überbauung von Biogasanlagen zum Zweck der Flexibilisierung der Stromerzeugung ist besonders netz- und systemdienlich und kann einen Beitrag zur Reduzierung der Netzkosten leisten. Allerdings sind die Ausbauziele für Biomasse im EEG (Referentenentwurf für das EEG 2027: 9,5 GW in 2035) bereits heute zu niedrig. Der neue § 17 Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E würde so einen Freifahrtschein für Netzbetreiber darstellen, Netzanschlussbegehren zum Zweck der Flexibilisierung von Biogasanlagen abzulehnen.

BEE-Empfehlung

Änderung des §17b Abs. 2 Satz 1 EnWG-E wie folgt:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, die von der Bundesnetzagentur bestätigten Grundsätze zur Priorisierung in einem einheitlich entwickelten Prozess für ~~von~~ Netzanschlussbegehren entsprechend in ihrem Netzgebiet für Anlagen größer 10 MW anzuwenden. Ergänzend zu den Kriterien nach Absatz 1 Satz 3 sind die ~~Angaben und Annahmen der nach § 14d Absatz 3 erstellten Regionalszenarien sowie die~~ Bedarfe vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze als Kriterien zulässig. Regelungen zu Netzanschluss und -zugang nach § 8 und §11 EEG bleiben von den Angaben nach Absatz 1 Satz 3 Nr. 2 unberührt. Die Anwendung nach Satz 1 und 2 ist der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen und genehmigen zu lassen und auf der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e sowie auf der jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen.“

Um die Einhaltung solcher, durch die BNetzA genehmigten Priorisierungskriterien zu gewährleisten, wird ein funktionierender Kontrollmechanismus gebraucht. Die Anzeige/Anrufung der BNetzA bei Missachtung wäre möglich, doch ohne entsprechende Transparenzanforderungen im Netzanschlussverfahren wird der Nachweis über eine mögliche Missachtung nicht gelingen. Der BEE spricht sich daher für eine Pflicht des Netzbetreibers aus, bei der Prüfung eines Netzanschlussbegehrens den Nachweis über Einordnung eines Projekts innerhalb der gesetzten Priorisierungskriterien transparent auszuweisen. Durch eine solche Anzeigepflicht wird eine diskriminierende Einstufung vermieden. Bei Zuwiderhandlung sollte der NB mit einer Pönale belegt werden können.

4.4 Transparenz, Informationspflichten und Digitalisierung des Netzanschlussprozesses

Die Maßnahmen zur Digitalisierung im Referentenentwurf zielen auf ein digitales Anschlussverfahren und die digitale Bereitstellung von Kapazitäts-, Status- und Gebietsdaten ab. Das ist in Summe begrüßenswert, aber die „intelligente“ Digitalisierung der Netzinfrastruktur selbst, die eine bessere Auslastung bestehender Netze ermöglichen würde, fehlt weitgehend. Zwar weist die Ankündigung des „Verteilnetzpakets“ in die richtige Richtung, doch sind auch die dort angesprochenen Maßnahmen nicht ausreichend. Zudem bedarf es bereits jetzt einer sorgsam Abstimmung mit den Mechanismen des Netzpakets. Der Reformbedarf bei der Digitalisierung ist also umfassend und geht dabei weit über einzelne Maßnahmen hinaus. Ein optimaler Betrieb des Netzes ist nicht leistbar, wenn der überwiegende Teil der Bewirtschaftung des Netzes noch analog – also im Blindflug – erfolgt.

Der BEE schlägt ein umfassendes Bündel an Maßnahmen vor, um diese Zustände zu verbessern. Eine gute Durchdringung des Netzes mit intelligenten Zählern (Smart-Meter-

Gateway und intelligente Messsysteme) und digitalen Ortstrafostationen schafft die Grundvoraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb und die marktliche Integration von Prosumern. Redispatchmengen und -kosten könnten so effektiv reduziert und mittelfristig Netzausbaukosten eingespart werden. Innovative Betriebskonzepte, also Methoden der Netzführung, die es erlauben, bestehende Betriebsmittel effizienter zu nutzen, können so flächendeckend angewandt werden. Reaktive bzw. kurative Netzführung erlaubt es, vorhandene Kapazitäten stärker auszulasten. Harmonisierte Netzausbaupläne und digitale Netzzwillinge können die Netzplanung und den Netzbetrieb erleichtern, indem sie ein bisher nicht nutzbares Flexibilisierungspotenzial heben, für eine bessere Integration der Erneuerbaren sorgen und so Netzausbaukosten senken. Hierfür sind regulatorische Maßnahmen erforderlich – insbesondere die Anpassung und verpflichtende Harmonisierung von §12b EnWG sowie die Stärkung der Verteilnetzplanung nach §14d EnWG. Eine verpflichtende und abgestimmte Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen würde Planungssicherheit schaffen und Systemkosten nachhaltig senken.

4.4.1 Gemeinsame Internetplattform - § 14e EnWG-E

Der BEE begrüßt ausdrücklich die Erweiterung des gemeinsamen Internetportals der Verteilnetzbetreiber auf alle Anlagentypen, i.e. Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Energiespeicheranlagen, sowie auf alle Spannungsebenen. Zentralisierung und niedrigschwelliger Informationszugang können den gesamten Netzanschlussprozess erheblich beschleunigen. Säumige Netzbetreiber sollten mit einer Pönale durch die BNetzA belegt werden können.

4.4.2 Netzkarten und unverb. Anschlusssauskunft - § 17c EnWG-E

Wesentliche Gründe für den großen Netzanschlussanfragestau und die damit verbundenen hohen Kosten sind teils ineffiziente Netzanschlussprozesse und vor allem mangelndes Wissen über verfügbare Netzkapazitäten und Anschlussmöglichkeiten. Unzureichende Information über Netzkapazitäten resultieren zwangsläufig in Mehrfachanfragen und überlasteten Individualprozessen.

Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, bundeseinheitliche und verbindliche Standards für die Veröffentlichung von Netzdaten sowie für digitale Netzanschlussprozesse zu schaffen. Transparenz und beschleunigte Prozesse tragen maßgeblich dazu bei, den Anschlussstau abzubauen, Unsicherheiten zu reduzieren und sorgen für die Einsparung von Kosten, sowohl für den NB als auch Projektierer.

Der BEE begrüßt daher ausdrücklich die Einführung von Transparenzpflichten und der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft nach § 17c EnWG-E. Kritisch zu bewerten ist jedoch die Beschränkung auf die Mittelspannung und die umgebenden Umspannebenen. Auch die

verfügbaren Kapazitäten der Hochspannung sollten transparent ausgewiesen werden – so wie es die EU-Richtlinie ohne Ausnahmen vorschreibt.¹³ Die dafür nötige Digitalisierung kommt ohnehin der Systemstabilität und einem optimierten Netzbetrieb zugute.

Weiter ist der Zeitpunkt der Einführung zu kritisieren. Während das Netzanschlusspaket vorsieht, Gesetzesvorschläge die klar nur die Erzeugerseite adressieren, bereits ab 2027 einzuführen, werden hier schnell umzusetzende und minimalinvasive Maßnahmen auf Seiten der Netzbetreiber, die die Transparenz erhöhen und so ebenfalls die Steuerung der Anschlusskapazitäten adressieren, mit großzügigen Übergangsfristen versehen.¹⁴ Diese Ungleichbehandlung ist angesichts des langen Zeitraums, in dem diese Transparenzregelungen bereits existieren, mehr als unverhältnismäßig.

Um wirklich in der Mehrzahl der Fälle Anwendung zu finden, sollte die unverbindliche Netzanschlusssauskunft über die gemeinsame Internetplattform nach §14e EnWG zu finden sein – eine entsprechende Ergänzung des Vorschlags empfiehlt sich. Ist die angefragte Nennleistung am NVP nicht möglich, sollte sofort angegeben werden müssen, auf welche Leistung und für welchen Zeitraum die Einspeiseleistung begrenzt werden muss, bzw. die Verknüpfung zu den Bedingungen eines FCA hergestellt werden.

Inzwischen stellen viele VNB digitale Tools zur Verfügung, die tagesaktuelle Aussagen im Rahmen von Netzverträglichkeitsprüfungen ermöglichen. So lassen sich teilweise indirekt freie Kapazitäten ableiten, jedoch können diese Anwendungen in der Regel keine flexiblen Netzanschlussvereinbarungen abbilden. Hinsichtlich der Prüfung und des Hinweises zur Nutzung eines FCAs nach §8a EEG durch den Netzbetreiber empfiehlt der BEE daher folgende verpflichtende Erweiterung der Informationsauskunft bzw. Berechnungsgrundlage:

- Konkrete Information über den Anschlusstyp und -ort (Bspw. Anschluss an Sammelschiene, Stichanschluss an 110 kV-Leitung, Distanz zum Anschlusspunkt etc.).
- Informationen über Art und installierte Leistung von bestehenden Anlagen am NVP
- Anonymisierte Informationen zu reservierten Netzanschlusskapazitäten (mit neuem Reifegradprinzip)
- Geplante Maßnahmen zum Netzausbau, -ertüchtigung und -erweiterung und entsprechend zukünftige Einspeise- bzw. Transportkapazität

Erfahrungswerte hinsichtlich der Verteilnetzdaten welche den „Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber“ nach §23c Abs. 3 Nr. 1-7 EnWG unterliegen zeigen einen gravierenden Mangel im bestehenden Entwurf. Ohne einen Sanktionsmechanismus ist davon auszugehen, dass die VNB diesen neuen Pflichten nur unzureichend nachkommen werden. Die angesprochenen Daten sind i.d.R. nur in äußerst schlechter Datenqualität oder gar nicht abrufbar – teilweise wird

¹³ Der Entwurf setzt die Vorgaben aus Artikel 31 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 leider nur selektiv um, da wichtige Informationen bezüglich der höheren Netzebenen ausgenommen wurden. Vorgesehen ist durch EU-Recht jedoch konkret, dass Verteilnetzbetreiber den Netznutzern Informationen „für den effizienten Netzzugang“ und die Netznutzung mit hoher räumlicher Granularität zur Verfügung stellen.

¹⁴ Bezug auf die im Referentenentwurf eingebrachten Regelungsinhalte §13a Abs.6 + 14 Abs. 1d EnWG + § 8 Abs. 4 + 6 EEG-E sowie § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E.

auch deren Veröffentlichung schlicht verweigert – weshalb der BEE empfiehlt hier nachzuschärfen. Der Gesetzgeber sollte ein Fehlen oder unvollständiges Zurverfügungstellen der Netzkarten und Daten bzw. der unverbindlichen Anschlusss Auskunft sanktionieren und den §17c EnWG-E entsprechend erweitern.

Der Redispatch-Vorbehalt ist für eine bedarfsgerechte Steuerung von Netzanschlussanfragen bzw. der Steuerung von Netzausbau über ein lokales Signal gänzlich ungeeignet – wie dargelegt. Der BEE empfiehlt daher die Streichung Sätze mit den Verweisen hinsichtlich der §§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4, 6 EEG-E.

4.4.3 Informationspflichten und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens - §§17d, e EnWG-E

Der BEE begrüßt, dass klarere Regeln, digitale Prozesse und Informationspflichten für die Übermittlung von Unterlagen im Netzanschlussverfahren geschaffen werden und dies bei allen Anschlussnehmern, i.e. Verbrauchern, Speichern und Erzeugern gesetzt werden soll. Auch die angestrebte Vereinheitlichung der Prozessschritte und Dateninhalte zwischen den Netzbetreibern ist sinnvoll. Die regulatorische Verankerung von Transparenz und Digitalisierung ist ein wichtiger Schritt – ob er wirkt, hängt jedoch davon ab, wie konsequent die Vorgaben in der Praxis umgesetzt werden.

Allerdings kann der BEE die Ausnahme für Netzanschlussbegehren in der Hochspannungsebene bei den Standardisierungsbemühungen nicht nachvollziehen. Insbesondere widersprechen wir nachdrücklich der Aussage, Projekte in der Hochspannung seien zu individuell und nicht standardisierbar.¹⁵

Alle wesentlichen Elemente der beiden Instrumente nach den §17 d und §17 e EnWG-E entstammen den Ergebnissen des sehr erfolgreichen Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen (BraBeNa). Dabei war zwischen allen Branchenvertretern (nicht nur auf Seiten der Erzeuger) die weitreichende Standardisierung über möglichst alle Spannungsebenen hinweg Konsens. Es wäre ratsam, wenn das BMWF dieses Format nutzen würde, um über Möglichkeiten und Grenzen der Standardisierung zu diskutieren. Standardisierte, digitalisierte und automatisierte Prozesse entlasten alle beteiligten Akteure.

BEE-Empfehlung

Änderung des § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG -E wie folgt:

„Die Formate und Inhalte nach Satz 1 Nummer 2 sind für Anschlussbegehren in der Hochspannungsebene gemeinsam von Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen mit Vertretern der Energiewirtschaft bis zum 30.06.2027 zu entwickeln. ~~Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden.~~“

¹⁵ Vgl. Gesetzesbegründung.

Um einen ungewollten Missbrauch der Entwurfsregelung zu verhindern, empfiehlt der BEE zudem die Ergänzung eines Sanktionsmechanismus bzw. einer Pönale bei Verstößen gegen Informations- und Digitalisierungspflichten. Die BNetzA sollte hier entsprechende Sanktionsmöglichkeiten erhalten. Ohne finanzielle Anreize könnten Netzbetreiber im schlechten Fall den Anschlusspetenten zwar quartalsweise über den Status ihres Netzanschlussbegehrens informieren (gem. § 17d Abs. 1 EnWG-Neu), jedoch ohne den Druck, das Verfahren zügig abzuschließen. Der Grad der Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens könnte zudem als Qualitätskriterium in die Bewertung der Energiewendekompetenz eines NB fließen und sich so direkt auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber auswirken. Dadurch würde man einen starken Anreiz zur zügigen Umsetzung schaffen. Die BNetzA sollte daher mit einer entsprechenden Erweiterung der Festlegung beauftragt werden.

4.5 Einspeisenetze - §§ 3 Nr. 18, § 8 Abs. 1 EEG-E und § 14d Abs. 4 Nr. 4 EnWG

Das vorgeschlagene Einspeisenetz setzt die gute Idee der Sammelnetze auf Netzbetreiberseite um. Der BEE begrüßt diesen Vorschlag und sieht darin grundsätzlich ein hilfreiches Instrument zur Beschleunigung und Vereinfachung im Netzausbau. Dabei ist der Verzicht auf die ausfallsichere Auslegung nach N-1 in diesen Netzen folgerichtig, um Kosten einzusparen. Jedoch fehlt es innerhalb des Gesetzestextes dieser Eigenschaft und sie wird nur im Begründungstext aufgegriffen. Das BMWE muss hier nachbessern. Das Anschlusskosten mehrerer Anlagen gemeinsam betrachtet werden können, sodass Infrastruktur gebündelt errichtet werden kann, ist ebenfalls ein Vorteil und spart Kosten.

Kritisch zu sehen ist, dass NB bei anlagennahen NVP ihre Ausbaukosten vollständig ansetzen könnten, bei anlagenfernen jedoch nur teilweise. Dadurch könnten weiter entfernte Standorte rechnerisch bevorzugt werden und die gesetzliche Ermittlung des NVP würde unterlaufen. Das BMWE muss hier nachschärfen, um Missbrauch zu verhindern.

Problematisch könnte zudem sein, dass Einspeisenetze offenbar Beschränkungen für Stromverbraucher unterliegen. Dies könnte Konzepte mit Speichern, Flexibilitäten oder Industriedirektbelieferung erschweren. Das BMWE muss hier eine Klarstellung liefern, welche Anlagenkombinationen von der Beschränkung ausgenommen sind und Ausnahmen insb. für die Direktbelieferungsvermarktungsformen berücksichtigen.

Der Verzicht auf Redundanz bzw. die Abkehr vom N-1 Kriterium in einem solchen Einspeisenetz spart zwar Kosten, erleichtert aber nicht die Integration von Flexibilitäten in innovative Anlagendesigns vor dem Netzverknüpfungspunkt. Genau hier liegt aber das größte Potential für eine bessere Netzbetriebsführung und weniger Systemkosten in Form von EPMK. Der BEE empfiehlt daher zusätzlich zu Einspeisenetzen für Netzbetreiber, wie hier vorgeschlagen, die rechtliche Verankerung von Einspeisenetzen für Anschlussnehmer in Form von Einsammelnetzen. Diese erlauben die netzdienliche Ansiedlung von Verbrauchern bereits vor dem Netzverknüpfungspunkt und erleichtern so die Integration von Flexibilitäten. Das trägt dazu

bei, die Einspeisekurven dargebotsabhängiger Anlagen zu glätten und verringert so Redispatchvolumen im Netz.¹⁶ Zusätzlich sollte die Einbeziehung der Prüfung von Einspeisenetzen für VNB verpflichtender Bestandteil der Regionalszenarien werden.

BEE Empfehlung

Änderung des § 3 EnWG wie folgt:

§ 3 EnWG: „Nr. XY: Einsammelnetze: elektrische Leitungen und die zu ihrem Betrieb erforderlichen technischen Einrichtungen, unabhängig von der Spannungsebene, die ganz überwiegend dem Transport und der Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG in ein Energieversorgungsnetz und der Abgabe von Strom an Energiespeicheranlagen nach § 3 Nr. 36 dienen und keine Letztverbraucher versorgen.“

§ 3 EnWG: „Nr. 37. Energieversorgungsnetze: Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Einsammelnetzen im Sinne der Nummer (XY)“

4.6 Reservierungsmechanismus - §17f EnWG-E

Der BEE begrüßt die Schaffung eines Reservierungsmechanismus grundlegend, sieht jedoch Handlungsbedarf, um Standardisierung und bundeseinheitliche Kriterien zu gewährleisten. Die VNB sollen lt. Vorschlag gemeinsame Kriterien für Anfragen ab einer Nennleistung von 135 kW und ab der Umspannebene von Nieder- zu Mittelspannung, der Mittelspannung und der Umspannebene von Mittel- zur Hochspannung entwickeln. Dabei steht es ihnen frei eine Gebühr zu erheben. Der Fokus soll auf dem Projektfortschritt liegen und die Vorgaben müssen von der BNetzA genehmigt werden.

Ein bundeseinheitlicher, transparenter und effizienter Rahmen für Netzanschlüsse ist Voraussetzung für eine bessere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und schafft eine höhere Planungssicherheit für Investitionen. Insofern kann die Einführung eines Reservierungsmechanismus helfen, indem ineffiziente Mehrfachanfragen reduziert und Netzkapazitäten gezielter vergeben werden. Voraussetzung ist jedoch eine sachgerechte Ausgestaltung.

Grundlegend basiert ein solcher Mechanismus immer auf dem Projektfortschritt bzw. dessen Nachweis und ist für beide Seiten mit einem zusätzlichen bürokratischen Aufwand verbunden. Um durch einen einheitlichen Reservierungsmechanismus Kosten zu sparen und nicht

¹⁶ Für genaue Ausgestaltungshinweise verweist der BEE auf das [BWE-Positionspapier](#) (01/2026):
Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken.

zusätzlichen bürokratischen Aufwand zu schaffen, spricht sich der BEE für eine Bagatellgrenze ab 1 MW Anschlussleistung anstatt der 135 kW aus.

Kriterien der Projektreife müssen klar definiert, transparent und praxisgerecht anwendbar sein. Der BEE spricht sich daher für einen mehrstufigen Mechanismus aus und hat sich in der jüngeren Vergangenheit bereits intensiv dem Thema gewidmet. Mit seinem Hinweispapier – [Handlungsempfehlungen zum Reservierungsmechanismus für Netzanschlusskapazitäten](#) – ist er bereits in Vorleistung gegangen. So konnte die Branche bereits belastbare Kriterien für den Nachweis der einzelnen Reservierungsstufen und spezifischen Projektfortschritts, differenziert nach Erzeugungstechnologien, erarbeiten. Eine Orientierung an diesen praxisnahen und genau die jeweiligen Besonderheiten berücksichtigenden Kriterien ist daher ratsam.

Sollte aber die Ausarbeitung der Kriterien, wie im Gesetzesvorschlag angedacht, nur in Verantwortlichkeit der Netzbetreiber erfolgen, so ist davon auszugehen, dass die angemessene Berücksichtigung der „Belange von Netzanschlussbegehrenden“ nicht erfolgen wird. Die mögliche Aufhängung eines solchen Prozesses bei einem einzigen großen Branchenverband hat in der Vergangenheit immer wieder gezeigt, dass eine ausgeglichene Zusammenarbeit und Berücksichtigung der Interessen aller Stakeholder nicht gelingt.¹⁷ Der BEE spricht sich an dieser Stelle daher vehement dafür aus, die BNetzA mit der Ausarbeitung der einheitlichen Kriterien zu beauftragen und so eine angemessene Branchenkonsultation zu garantieren.

Eine „angemessene“ Gebühr für die Reservierung von Netzanschlusskapazitäten steht i.d.R. in direktem Wirkzusammenhang mit der Umsetzung eines Projektes und der damit verbundenen Netzwirkung. Daher ist es aus Sicht des BEE folgerichtig – unter der Annahme der Erhebung von bundeweiten BKZ - diese dem Projekt genau zu ortbare Gebühr bei Realisierung mit einem möglichen BKZ zu verrechnen. Besteht diese Möglichkeit jedoch nicht, so spricht sich der BEE gegen eine solche Gebühr aus, da Nachweise der Planungsreife häufig mit genehmigungsrechtlichen Unterlagen verbunden sind und ein Ernsthaftigkeitsnachweis so ausreichend bestätigt ist.

Um das strukturelle Dilemma für Bestandsanlagen im Repoweringfall bzw. den Übergang in die zweite EEG-Vergütungsperiode zu lösen, fordert der BEE die Anerkennung des bestehenden NVP als hinreichendes Kriterium für eine erste Reservierungsstufe.¹⁸ Sachgerecht wäre ein zweistufiges Reservierungsmodell: In Reservierungsstufe 1 erfolgt für Bestandsanlagen auf Grundlage des bestehenden Netzanschlusses eine vorläufige Kapazitätsreservierung zur Teilnahme an der Ausschreibung; mit erfolgreichem Zuschlag wird die Reservierung in Reservierungsstufe 2 verbindlich und bis zum Ablauf der maßgeblichen Realisierungsfristen

¹⁷ Der BEE verweist hier beispielhaft auf die nicht funktionierende bzw. fehlende Beteiligungsmöglichkeit in den Projektgruppen zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0. Auch andere Vorstöße der Branche wie die bereits benannten praxistauglichen Reservierungskriterien des [BEE-Hinweisapiers](#) fanden zu keiner Zeit Berücksichtigung.

¹⁸ Das Dilemma beschreibt die Anreizproblematik beim Repowering - ohne gesicherte Netzkapazitäten sind weder belastbare Investitionsentscheidungen noch wirtschaftlich tragfähige Gebote in den EEG-Ausschreibungen möglich. Werden aber nur diese Ernsthaftigkeitsnachweise für die Reservierung von Netzkapazität bei Anschlussenerweiterung akzeptiert, hat ein potenzieller Anschlusspetent keine Möglichkeit bzw. Anreiz zur Reservierung.

aufrechterhalten. Dadurch werden Investitionssicherheit und Netzplanung gleichermaßen gestärkt sowie Benachteiligungen von Bestandsanlagen vermieden.

Noch zu klären ist die Wechselwirkung eines Reservierungsmechanismus mit einem neuen Priorisierungsregime unter §17 b EnWG-E. Der Gesetzgeber muss hier dringend darstellen, wie die Planungssicherheit für zukünftige Projekte gewährleistet werden kann. Ebenfalls muss das BMWF den Blick auf weitere Spannungsebenen wie die Hochspannung ausweiten. Gerade in der Hochspannung schließen sich größere Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie überregional bedeutende Verbraucher wie große Netzspeicher und Rechenzentren an. Auch wird diese Ebene mit dem verstärkten Einsatz von sogenannten Einspeisesteckdosen immer wichtiger um die Rückspeisung ohne Engpässe zu ermöglichen und Netzausbaukosten zu sparen. Alle VNB – auch jene mit einem Hochspannungsnetz - würden so von mehr Planungssicherheit und effizienterer Anschlussverteilung profitieren. Das bedeutet die Vermeidung ineffizienter Überdimensionierungen und folglich Reduzierung gesamtwirtschaftlicher Systemkosten.

4.7 Baukostenzuschuss - § 17 EEG-E

Sollte ein Baukostenzuschuss eingeführt werden, so muss der Gesetzgeber der BNetzA als oberste Regulierungsbehörde einen klaren Auftrag erteilen. Die Vorgaben zu BKZ sind in einer Festlegung unter Beteiligung der relevanten Stakeholder auszuarbeiten. Netzbetreiber sollten dann nach Festlegung und ausschließlich im Rahmen dieser, BKZ für ihre Netzgebiete erheben dürfen.

Der BEE hat sich im AgNes-Prozess der BNetzA bereits ausführlich zu BKZ positioniert und verweist an dieser Stelle auf seine [Stellungnahmen](#) zu den Orientierungspunkten im AgNes-Prozess. Die richtige Ausgestaltung ist hoch komplex und muss verschiedene Umstände und Besonderheiten berücksichtigen.

So ist bspw. eine räumliche Steuerung für den Zubau von Windenergieanlagen bereits durch die Flächenausweisung, das Referenzertragsmodell und die Windhöufigkeit gegeben und entsprechend zu berücksichtigen. Ein BKZ müsste die Netzengpasskosten der Regionen widerspiegeln, dürfte aber gleichzeitig keine Fehlanreize setzen. Dabei könnte er nur sinnvoll auf die Einspeise- und Bezugsleistung am Netzverknüpfungspunkt gelten und nicht auf die Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung – was andernfalls BESS einseitig belasten und co-located Anlagen verhindern würde.

Weiter dürfte kein Flexibilitätshindernis darstellen. § 50 EEG steht Biogasanlagenbetreibern ein Flexibilitätsschlag zu, dessen Logik nicht auf eine höhere Bemessungsleistung, sondern auf maximale Betriebsflexibilität ausgerichtet ist. Diese Anlagen speisen nur in engen Zeitfenstern ein und übernehmen damit eine Schlüsselrolle als erneuerbares Backup, dass selbst bei längeren Dunkelflauten verlässlich zur Verfügung steht. Ein pauschal an der Anschlussleistung orientierter BKZ würde proportional dazu wachsen und stünde so im direkten Widerspruch zu der durch § 50 EEG angestrebten Flexibilisierung. Diese würde bestraft, anstatt gefördert.

Der BEE fordert/empfiehlt daher einen BKZ ausschließlich im Rahmen des AgNes-Prozesses auszuarbeiten und redundante oder widersprüchliche Mehrfachsteuerungen zu vermeiden. Andernfalls droht bei mehr als 850 Netzbetreibern, die ab Inkrafttreten dieses Gesetzes und bis zur Festlegung durch die BNetzA relativ willkürlich BKZ festlegen würden, erhebliche Gefahr für den Investitionsrahmen aller Erzeugungsprojekte – nicht nur Erneuerbare Erzeuger würden unter ein BKZ-Regime fallen.

Zusätzlich sollte ein BKZ nur bei Netzanschlüssen ohne Einschränkungen erhoben werden dürfen, da nur dort das Netz durch den Netzbetreiber bedarfsgerecht und vorausschauend ausgebaut wurde, eine Berechtigung zur Beteiligung an der Refinanzierung existieren kann. Bei Netzanschluss mit Einschränkungen, wie es Bspw. die in diesem Entwurf enthaltende Regelung nach § 8 Abs. 4 EEG-E vorsieht, ist der Netzbetreiber seiner Aufgabe sichtlich nicht nachgekommen und. Inwiefern dann trotzdem eine Recht zur finanziellen Beteiligung am nachzuholenden Netzausbau besteht, ist nicht verständlich.

Ebenfalls klarzustellen ist, wie die Kosten bei Einspeisenetzen nach dem neuen §14d EnWG-E in Bezug auf die Erhebung von BKZ verrechnet werden – eine unverhältnismäßige Mehrfachbelastung sollte vermieden werden.

Ein Flickenteppich an nicht standardisierten BKZ könnte die Komplexität der Wechselwirkungen nicht angemessen berücksichtigen und würde mehr Fehlanreize setzen, als Beitrag zum Finanzierungsrahmen des Netzausbaus zu leisten.

BEE-Empfehlung

Änderung des §17 EEG-E wie folgt:

„Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber. ~~Der Netzbetreiber ist berechtigt, von dem Anschlussnehmer einen angemessenen Baukostenzuschuss zur teilweisen Finanzierung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten im Sinne des Satzes 1 zu verlangen.~~ Die Bundesnetzagentur ~~kann~~ muss Vorgaben zu Baukostenzuschüssen durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes machen; dabei ~~kann~~ hat sie insbesondere Verfahren oder Kriterien vorzugeben, anhand derer Netzbetreiber Baukostenzuschüsse, ~~als pauschalisierte oder~~ nach netzwirtschaftlichen Parametern örtlich zu differenzierende Beträge erheben können. ~~Der Netzbetreiber ist nach Festlegung der BNetzA~~ berechtigt, von dem Anschlussnehmer einen Baukostenzuschuss zur teilweisen Finanzierung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten im Sinne des Satzes 1 zu verlangen. Ausgenommen ist Leistung für die ein Zahlungsanspruch für Flexibilität gemäß §50 EEG besteht.“

Ansprechpartner*innen

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123023
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen

Florian Strippel, Fachverband Biogas e.V.
florian.strippel@biogas.org

Martin Rothert, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
rothert@bsw-solar.de

Marine Joos, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
joos@bsw-solar.de

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.
T.Stengel@wind-energie.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.



Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen. Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

22. Juli 2026