

Netzanschlusspaket

Regierungsentwurf: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

September
2026



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	5
3	Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen des Kabinettsbeschlusses	6
3.1	Wechselwirkung der Instrumente für die Projektfinanzierung	6
3.2	Redispatch-Vorbehalt.....	7
3.2.1	Inhalte des Regierungsentwurfs	8
3.2.2	Europarechtswidrigkeit und ihre Rechtsfolgen.....	9
3.2.3	Eingriff in Rechte der Länder, der Kommunen und in verfassungsmäßige Rechte der Marktteilnehmer	12
3.2.4	Falsche Prämissen	13
3.2.5	Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument.....	15
3.2.6	Positionierung des BWE	17
3.3	Wirkleistungsbegrenzung	18
3.3.1	Inhalt des Regierungsentwurfs	18
3.3.2	Bewertung des BWE	19
3.4	Priorisierungen von Netzanschlüssen und Reservierungsverfahren.....	22
3.4.1	Inhalte des Regierungsentwurfs	22
3.4.2	Anpassungsbedarf aus Sicht des BWE.....	24
3.4.3	Grundsätzlich richtiger Ansatz	24
3.5	Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber	28
3.5.1	Inhalte des Regierungsentwurfs	28
3.5.2	Bewertung des BWE	29
3.6	Einspeisenetze	30
3.7	Baukostenzuschuss	32
3.8	Recht auf Überbauung	33
3.9	Claw-Back für ungenutzte Netzkapazität.....	34
3.10	Gemeinsame Internetplattform.....	35
3.11	Neue Regeln für den Anschluss von Energiespeicheranlagen.....	37
4	BWE-Agenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus und Reduzierung von Redispatch-Kosten	37

1 Einleitung

Am 29. Juli 2026 beschloss die Bundesregierung den *Gesetzesentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens* (Netzanschlusspaket). Zuvor hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) am Freitag, dem 17. Juli 2026, eine dreitägige Pro-forma-Verbändeanhörung des Referentenentwurfs gestartet. **Diese kurze Frist ist nicht akzeptabel.** Eine derart kurzfristige Verbändebeteiligung für ein solch komplexes Gesetz, insbesondere in Wechselwirkung mit dem ebenfalls vorgelegten *Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor* (EEG 2027), ist unangemessen. Sie verhindert eine gründliche Analyse sowie eine Konsultation der Verbandsmitglieder. **Der Normenkontrollrat kritisiert, dass eine längere Frist zwingend erforderlich gewesen wäre, das Gremium sein gesetzliches Mandat nicht erfüllen konnte und dass das Wirtschaftsministerium keine Alternativen zu den kontroversen Neuregelungen darstellt, obwohl diese offensichtlich existieren.** Damit verzichtet die Bundesregierung darauf, wichtiges Expertenwissen und Praxiserfahrungen in den Gesetzgebungsprozess einfließen zu lassen. Auch die Beteiligungsrechte der Länder wurden missachtet. Diese hatten den in dem Entwurf enthaltenen Redispatch-Vorbehalt in der Energieministerkonferenz vom 22. Mai 2026 einstimmig abgelehnt. **Der BWE kritisiert daher in aller Deutlichkeit den kurzen Beteiligungsprozess.¹**

Nach monatelanger Ausarbeitung hat die Bundesregierung eine Kombination von Maßnahmen vorgelegt, die teilweise europarechtswidrig sind und im Zusammenspiel eine schädliche Wirkung für die Erneuerbaren Energien entfalten. Insbesondere gefährden die Regelungen Milliardeninvestitionen in den Ausbau der Windenergie an Land und stellen das Erreichen der Klimaziele infrage. Gleichzeitig werden keine Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Optimierung der Netze vorgelegt, durch die sich die Kosten der Energiewende jährlich um mehrere Milliarden Euro reduzieren ließen.

Die vorgesehene Ausweisung „kapazitätslimitierter Gebiete“ durch Netzbetreiber anhand unzureichender Kriterien sowie der verpflichtende Abschluss eines Redispatch-Vorbehalt-Vertrags sind **mit dem EU-Recht nicht vereinbar²**. Das BMWE riskiert damit langwierige Rechtsstreitigkeiten sowie erhebliche Schadensersatzforderungen von betroffenen Anlagenbetreibern.

Die gleichzeitige Einführung eines Redispatch-Vorbehalts, der zusätzlichen und bundesweiten Wirkleistungsbegrenzung für Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen sowie die Überarbeitung des Referenzertragsmodells im EEG würden den Ausbau der Windenergie massiv ausbremsen. **Der BWE fordert daher die Streichung des Redispatch-Vorbehalts und eine geordnete Einführung der Wirkleistungsbegrenzung mit ausreichendem Vertrauensschutz für bereits in Entwicklung befindliche Projekte und deren Beschränkung auf kapazitätslimitierte Gebiete.** Eine Einführung der Wirkleistungsbegrenzung bereits zum 1. Januar 2027 untergräbt den Bestands- und

¹ Aufgrund der sehr kurzen Frist zur Verbändebeteiligung konnte kein abschließendes Lektorat der Stellungnahme erfolgen. Wir bitten, etwaige sprachliche Unschärfen zu entschuldigen.

² M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller: [EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzeingpässen](#), Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 16.07.2026.

Vertrauensschutz und stellt eine unverhältnismäßige und damit verfassungswidrige, sogenannte unechte Rückwirkung dar.³ Projekte, die auf Grundlage der geltenden Rechtslage geplant, vorfinanziert und genehmigt wurden, könnten vielfach nicht mehr umgesetzt werden. Die vorgeschlagene Regelung würde den Investitionsstandort Deutschland somit erheblich schwächen und damit fahrlässig den zentralen Standortvorteil aus der Hand geben, der die anstehenden Investitionen im Energiesektor in dreistelligen Milliardenhöhe finanzierbar hält.

Die Gesetzentwürfe von Netzananschlusspaket und EEG 2027 werden den Herausforderungen aus fossiler Energiekrise und steigender Elektrifizierung nicht gerecht. Um den Netzausbau mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien besser zu synchronisieren, braucht es jetzt statt einer Ausbremsung der Erneuerbaren einen entschlossenen und schnelleren Netzausbau. Konkrete Vorschläge zur Vereinfachung und Beschleunigung von Ausbaumaßnahmen sowie zur Senkung der Netzausbaukosten fehlen im Netzananschlusspaket jedoch. Sie finden sich im Positionspapier des Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) und BWE vom Februar 2026⁴ sowie in der BWE-Beschleunigungsagenda vom 20. März 2026.⁵

Ungenutzte und ausbaufähige Instrumente zur Netzoptimierung müssen adressiert werden. Dazu zählen:

- die Spitzenkappung in § 11 Abs. 2 EnWG,
- Nutzen statt Abregeln in § 13k EnWG,
- die netzoptimierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG,
- die Streichung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs bei der Industriedirektbelieferung in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG.

Zentrale Optimierungsinstrumente aus dem NOXVA-Baukasten wie das Freileitungsmonitoring werden von den meisten Netzbetreibern bisher nicht genutzt. Ebenso braucht es den Hochlauf von Flexibilitäten und die Digitalisierung der Netze, um die Netzausbaukosten deutlich zu reduzieren.

Mit 172.000 Beschäftigten ist die Windbranche ein starker Jobmotor – und sie will es bleiben. Entscheidend hierfür ist die kurzfristige und aufeinander abgestimmte Nachbesserung von EEG 2027 und Netzananschlusspaket.

³ Karpenstein/Johann/Lurz-Hempelmann, Kanzlei Redeker Sellner Dahs (August 2026): [Kurzgutachten zur Verfassungsmäßigkeit der Änderung von Vorschriften des EEG im Rahmen des „Netzananschlusspakets“ und der „EEG-Novelle 2027“](#), Berlin.

⁴ BWE und VKU (02/2026): [Positionspapier zur Ertüchtigung von Verteilnetzen](#)

⁵ BWE (03/2026): [Beschleunigungsagenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Reduzierung der Redispatchkosten](#).

2 Das Wichtigste in Kürze

Der BWE begrüßt:

- die grundsätzliche Einführung eines Reservierungsverfahrens mit Reifegradprinzip.
- Verbesserungen bei der Netztransparenz und die Digitalisierung des Netzanschlussprozesses.
- die Einführung von Einspeisenetzen als effiziente und pragmatische Anschlussmöglichkeit für neue EE-Anlagen.

Der BWE kritisiert:

- die Dreifachbelastung von Anlagenbetreibern durch die Einführung des Redispatch-Vorbehalts, der Wirkleistungsbegrenzung UND der Anpassungen im Referenzertragsmodell.
- die europarechtswidrige Ausgestaltung von kapazitätslimitierten Netzgebieten als Teil des Redispatch-Vorbehalts zur Einschränkung des Ausbaus Erneuerbarer Energien.
- die überstürzte Einführung der Wirkleistungsbegrenzung ohne ausreichenden Vertrauensschutz für vollständig genehmigte Projekte und damit Verletzung der Verfassung.
- die Möglichkeit für Netzbetreiber, Anschlussnehmer zum Abschluss Flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) zu zwingen und Netzanschlusskapazität freizuhalten.
- die vagen und uneinheitlichen Vorgaben zur Priorisierung von Netzanschlüssen durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.
- das Fehlen von Maßnahmen zur Beschleunigung und Vereinfachung des Netzausbaus, der Ansiedlung von Flexibilitäten und des besseren Netzmanagements.

Der BWE regt an:

- den Redispatch-Vorbehalt zu streichen und die Systemkosten durch die Umsetzung der Beschleunigungsagenda zu senken, ohne den Ausbau der Erneuerbaren zu gefährden.
- die Wirkleistungsbegrenzung ausschließlich in europarechtskonformen kapazitätslimitierten Netzgebieten geordnet einzuführen.
- EEG-Anlagen von verpflichtenden Flexiblen Netzanschlussvereinbarungen und der Freihaltung von Netzkapazitäten auszunehmen.
- die Einführung des Rechts von Anlagenbetreibern auf die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten.
- die Konkretisierung und Standardisierung der Priorisierungskriterien für Netzanschlüsse im Einklang mit dem gesetzlichen Anschlussvorrang von EEG-Anlagen und den Ausbauzielen und unter Berücksichtigung der Belange der Anschlusspetenten umzusetzen.
- den Reservierungsmechanismus und die unverbindliche Netzanschlusssauskunft auf die Hochspannungsebene anzuwenden und von Anfang an einheitlich auszugestalten.
- Pflichten zur Digitalisierung und Standardisierung von Netzanschlussbegehren durch Pönalen für Netzbetreiber bei Nichterfüllung zu stärken.

3 Bewertung der im Kabinettsbeschluss vorgeschlagenen Maßnahmen

3.1 Wechselwirkung der Instrumente für die Projektfinanzierung

Erneuerbare-Energien-Projekte werden überwiegend aus Fremdkapital finanziert. Das bislang starke Recht auf Netzanschluss, die EEG-Förderung und die europarechtlich vorgeschriebene Entschädigung von Redispatch-Maßnahmen bilden die zentralen Säulen der Energiewende und haben für attraktive Finanzierungsbedingungen gesorgt. Eine Vielzahl von Instrumenten aus den Kabinettsbeschlüssen zum EEG 2027 und dem Netzanschlusspaket bedrohen diese Säulen akut: Der Redispatch-Vorbehalt, die überstürzte Einführung der Wirkleistungsbegrenzung, Änderungen am Referenzertragsmodell und die geplante Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten im AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur.

Zur Ermittlung eines wirtschaftlichen Ausschreibungsgebots werden vereinfacht die Projektkosten gegen den zu erwartenden Energieertrag gerechnet, um die notwendige Einspeisevergütung je Kilowattstunde zu bestimmen. Die Wirtschaftlichkeit zukünftiger, teilweise bereits im Bau befindlicher Projekte ist durch die Einführung der neuen Instrumente massiv gefährdet.

- Die Wirkleistungsbegrenzung in § 8 Abs. 1 EEG-E schränkt den Energieertrag unmittelbar ein. Ohne Vertrauensschutz ist die Wirtschaftlichkeit unmittelbar gefährdet.
- Von dieser Restenergiemenge werden aufgrund des Redispatch-Vorbehalts in § 8 Abs. 4 EEG-E 18 bis 20 Prozent nicht vergütet. In betroffenen Gebieten kann daher gar nicht mit der Errichtung von Windenergieanlagen gerechnet werden.
- Die Änderungen des Referenzertragsmodells führen in einigen Regionen bei gleichem Gebot zu einer niedrigeren Einspeisevergütung. Damit verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit von Projekten an windärmeren Standorten zusätzlich – mit Ausnahme von 50-Prozent-Standorten in der Südregion.
- Die Einführung von Kapazitätspreisen, Baukostenzuschüssen und dynamischen Netzentgelten durch die Bundesnetzagentur schafft zusätzliche Finanzierungsrisiken durch unkalkulierbare, variable Kosten und kann zu weiteren Stromertragsverlusten führen.

Je windhöffiger der Standort und je größer die Wirkleistungsbegrenzung der geplanten Windenergieanlage, desto größer fällt der Ertragsverlust aus. Der Ertragsverlust beläuft sich auf bis zu acht Prozent über die gesamte Anlagenlaufzeit. Ohne angemessenen Vertrauensschutz sind davon ca. 41,9 GW Leistung Windenergie an Land betroffen. Dahinter steht ein Investitionsvolumen von 71 Mrd. Euro. Zum Vergleich: Ende Juli 2026 waren bundesweit circa 70 GW Leistung Windenergie an Land in Betrieb. Mit einer ausreichenden Übergangsfrist kann die Wirkleistungsbegrenzung die Systemkosten senken.

Im Falle des Redispatch-Vorbehalts muss mit dem Worst Case von 18 bzw. 20 Prozent über 7,5 Jahre gerechnet werden, da die Prozesse und Daten intransparent sind, vom Netzbetreiber selbst gesteuert werden können und dieser einen finanziellen Anreiz zur Abregelung von diesen betroffenen Anlagen hat. In Kombination mit der Wirkleistungsbegrenzung drohen jährliche Energieverluste von über 25 Prozent. Dieser Energieverlust schlägt sich unmittelbar in höheren Gebotswerten und somit in höheren

Stromgestehungskosten nieder.

Die Änderungen des Referenzertragsmodells führen zwar nicht zu energetischen, wohl aber zu wirtschaftlichen Einbußen. Beispielsweise sollen 60-Prozent-Standorte in der Küstenregion künftig wie 80-Prozent-Standorte behandelt werden. In Kombination mit den Ertragseinbußen durch den Redispatch-Vorbehalt und die Wirkleistungsbegrenzung müssten Projektierer ihre Gebote dann um bis zu 36 Prozent erhöhen. Angesichts der anhaltend stark überzeichneten Ausschreibungen sind diese Gebote für bereits genehmigte Projekte nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Im Rahmen des AgNes-Prozesses könnten variable Kapazitätsentgelte erhoben werden. Ihre Höhe bemisst sich nach den Kosten für Regel- und Verlustenergie und kann von den Anlagenbetreibern nicht beeinflusst werden. Dadurch wird ein Anreiz geschaffen, weniger Netzanschlussleistung zu beanspruchen. Das hat sowohl energetische als auch wirtschaftliche Verluste und Finanzierungsrisiken durch fehlende ex-ante-Kalkulierbarkeit zur Folge. Diese erhöhen die Stromgestehungskosten oder verzögern den EE-Ausbau.

3.2 Redispatch-Vorbehalt

Betrifft:

Artikel 1 - Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 1 - Inhaltsverzeichnis

Nr. 3 - § 13a Abs. 6 EnWG

Nr. 4 - § 14 Abs. 1d EnWG

Artikel 2 – Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 3 - § 8 Abs. 4 EEG

Nr. 4 - § 8 Abs. 6 S. 1 Nr. 5, 6 EEG

Der sogenannte Redispatch-Vorbehalt verfolgt vorgeblich das Ziel, den Ausbau Erneuerbarer Energien entsprechend der Netzkapazitäten zu steuern. Da **kein ausreichender Anreiz für einen vorausschauenden Netzausbau** besteht und der vorliegende Regierungsentwurf keine entsprechenden Maßnahmen vorsieht, führt die vorgesehene Regelung in der Konsequenz jedoch dazu, dass der für die zukünftige Energieversorgung notwendige EE-Ausbau verhindert wird, und Netzbetreiber von den finanziellen Folgen eines langsamen und zu wenig vorausschauenden Netzausbaus abgeschirmt werden.

Bis heute liegt keine plausible Folgenabschätzung für die Effekte dieses Instruments vor. Selbst die finanzierenden Banken und Vertreter der energieintensiven Industrie, die großes Interesse an günstigem Grünstrom haben, kritisieren den Redispatch-Vorbehalt. Durch diesen weiterhin bestehenden Mangel entsteht der Eindruck, dass ein tatsächliches Interesse fehlt, die potenziell sehr prekären Auswirkungen für den Wirtschaftsstandort, den Bundeshaushalt und die außenpolitische Energieabhängigkeit ernsthaft zu untersuchen.

Die Europarechtswidrigkeit des Vorschlags wurde mehrfach juristisch dargelegt und wird in der Fachöffentlichkeit weitestgehend geteilt.⁶⁷ Trotz leichter Anpassungen des Regierungsentwurfs gegenüber den geleakten Arbeitsständen **bleibt der Widerspruch gegen zentrale Vorgaben des Europarechts bestehen**: Die geplante Methodik zur **Ausweisung von Engpassgebieten** sowie der **unfreiwillige Abschluss von Netzanschlussverträgen** zu Lasten der Anlagenbetreiber sind nicht mit der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vereinbar. Dem deutschen Staat drohen daher Schadensersatzansprüche in Milliardenhöhe. Es entsteht der Eindruck, dass das Ziel einer rechtssicheren, europarechtskonformen Regelung nicht im Vordergrund stand. Der BWE kritisiert diesen Umstand und fordert, Rechtsunsicherheiten und das damit einhergehende Risiko von Klagen vor der Verabschiedung des Gesetzes auszuräumen.

3.2.1 Inhalte des Regierungsentwurfs

Der Regierungsentwurf sieht in § 14 Abs. 1d EnWG-E vor, dass Netzbetreiber Umspannanlagen und die sie verbindenden Leitungsabschnitte, in denen im Vorjahr mehr als fünf Prozent der Wirkleistungserzeugung der unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Anlagen durch Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG reduziert wurde, für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitierte Netzgebiete ausweisen können. Die Ausweisung der Gebiete soll technologiespezifisch erfolgen. Kapazitätslimitierte Gebiete sind prioritär bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Nach Entfall der Voraussetzungen in Mittelwert von drei aufeinanderfolgenden Jahren ist die Ausweisung durch den Netzbetreiber unverzüglich aufzuheben. Wiederholte Ausweisungen sind nicht ausgeschlossen und Sanktionen bei Nichtaufhebung der Ausweisung trotz Entfall der Voraussetzungen sind nicht vorgesehen.

Die Ausweisung der Gebiete erfolgt durch die Netzbetreiber selbst, per Anzeige an die Bundesnetzagentur zum 31. März eines Kalenderjahres und per Veröffentlichung auf der jeweiligen eigenen Website inklusive nicht näher spezifizierter Unterlagen, die die Ausweisung begründen sollen.

In diesen Gebieten entfällt der bisherige Rechtsanspruch von Betreibern von EE- Anlagen auf unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss am gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt nach § 8 EEG. Die Anschlussrechte von fossilen Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und sonstigen Nicht-EEG-Anlagen bleiben hiervon unberührt. Netzbetreiber werden stattdessen verpflichtet, Anschlusspetenten von EEG-Anlagen unverzüglich einen Netzanschlussvertrag anzubieten, der für die Dauer der Kapazitätslimitierung einen Verzicht auf den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Entschädigungen nach § 13a Abs. 2 EnWG enthält. Der Entschädigungsverzicht ist auf 20 Prozent des gesamten, in einem Jahr in der Anlage erzeugten Stroms begrenzt. Für Windenergieanlagen an Land in Windenergiegebieten beträgt der Entschädigungsverzicht abweichend dazu 18 Prozent. Da es keine weiteren Vorgaben zu den Inhalten des Vertrages gibt, genießt der Netzbetreiber hier große Freiheiten und eine Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument wird ermöglicht. Sofern die Voraussetzung von mehr als fünf Prozent Abregelung im Vorjahr nach Ende der Ausweisung weiterhin besteht, verlängert sich der Vertrag einmalig um 18 Monate. Die Verlängerung kann vorzeitig enden, wenn der

⁶ Heller/Roegele/Seemann, Kanzlei RAUE, [Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts](#), Berlin, 17. Februar 2026.

⁷ M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, ebd.

Dreijahresdurchschnitt unter fünf Prozent Abregelung fällt oder wenn der Netzbetreiber den fehlenden Netzausbau zu verschulden hat.

Der Redispatch-Vorbehalt soll für Projekte gelten, deren gesetzlich ermittelter Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder Abs. 2 zum Zeitpunkt der Ermittlung in einem ausgewiesenen kapazitätslimitierten Netzgebiet liegt. Projekte, für die zu diesem Zeitpunkt bereits ein Netzverknüpfungspunkt ermittelt wurde, sind nicht betroffen.

3.2.2 Europarechtswidrigkeit und ihre Rechtsfolgen

Wie das Gutachten der Kanzlei RAUE vom 17. Februar 2026⁸ und die Studie der Stiftung Umweltenergierecht vom 16. Juli 2026⁹ eindringlich darlegen, verstößt der Redispatch-Vorbehalt gegen drei zentrale Rechtssätze des europäischen Energierechts:

- das Recht auf Netzanschluss aus Art. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-RL),¹⁰
- den Vorrang flexibler Netzanschlussvereinbarungen aus Art. 6a EBM-RL und
- das Recht auf Entschädigung für Eingriffe im nicht marktbasierten Redispatch aus Art. 13 Abs. 7 der Verordnung 943/2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO).¹¹

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

Der BWE macht sich die Erkenntnisse des Gutachtens und der Studie zu eigen, die auch in der Fachöffentlichkeit ohne Widerspruch geblieben sind. Er weist auf die mehrfache und eindeutige Verletzung des zwingenden Europarechts durch den Redispatch-Vorbehalt hin. **Der Gesetzgeber riskiert durch Verabschiedung dieser Vorschläge nicht nur ein Vertragsverletzungsverfahren mit möglichen Strafzahlungen, sondern auch die Geltendmachung von Schadensersatzansprüchen durch betroffene Anlagenbetreiber.** Anlagenbetreiber, die einen Vertrag mit dem Netzbetreiber in einem

⁸ Heller/Roegele/Seemann, Kanzlei RAUE, ebd.

⁹ M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, ebd.

¹⁰ [Richtlinie \(EU\) 2019/944](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (EBM-RL).

¹¹ [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO).

solchen Netzgebiet eingehen und aufgrund dessen keine Entschädigung erhalten werden, könnten aufgrund des **unionsrechtlichen Staatshaftungsanspruchs** (Artikel 340 Absatz 2 AEUV i. V. m. seiner richterrechtlichen Ausgestaltung) wegen der Verletzung von insbesondere Artikel 13 Absatz 7 EBM-VO sowie Artikel 6 Absatz 2 Satz 2 bis 4 EBM-RL durch die nationalen Regelungen (Legislativunrecht) Schadensersatzansprüche gegen die Bundesrepublik Deutschland geltend machen.¹²

Die Vorschläge zu kapazitätslimitierten Netzgebieten und dem Entfallen der Entschädigung für Redispatch erfüllen den erforderlichen **hinreichend qualifizierten Verstoß gegen Unionssekundärrecht sowie den unmittelbaren Kausalzusammenhang zwischen Verstoß und Schaden**.¹³ Hierbei sind nach der Rechtsprechung des EuGH verschiedene objektive und subjektive Gesichtspunkte zu bewerten, wie z. B. Klarheit und Genauigkeit der verletzten Vorschrift oder vorsätzlicher oder unbeabsichtigter Verstoß/Schaden.¹⁴ Ein Verstoß durch mitgliedstaatliche Gesetzgebung ist dann hinreichend qualifiziert, **wenn der Mitgliedstaat bei der Ausübung seiner Gesetzgebungsbefugnis deren Grenzen offenkundig und erheblich überschritten hat**.¹⁵

Zwar steht dem nationalen Gesetzgeber bei der Umsetzung von Artikel 6 Absatz 2 EBM-RL ein Spielraum zu, jedoch stehen die Regelungen in § 14 Absatz 1d EnWG-E in einem offenkundigen Widerspruch zum Wortlaut sowie zu den mit der Richtlinie verfolgten Zielen. Aus der oben dargestellten Auslegung von Artikel 6 Absatz 2 Satz 2 EBM-RL ergibt sich **klar und eindeutig**, dass eine Verweigerung eines Netzanschlusses immer nach objektiven, technischen und wirtschaftlich begründeten Kriterien erfolgen muss und es damit einer **Einzelfallentscheidung** bedarf.¹⁶ Die Regelung in § 14 Absatz 1d EnWG-E erlaubt die pauschale Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten für eine Dauer von sechs Jahren und entspricht damit nicht den Vorgaben aus Artikel 6 Absatz 2 EBM-RL.¹⁷ Es „können nur **tatsächlich und konkret bestehende Engpässe im Einzelfall ein Verweigerungsrecht rechtfertigen**. [...] Anderweitige hypothetische oder zukünftige Engpässe können dagegen keine Rolle spielen. Erforderlich ist eine räumlich wie zeitlich eng begrenzte Bestimmung des Engpasses. Auch muss die „nötige Kapazität“ für das jeweilige Einspeiseprofil der fraglichen Erneuerbare-Energien-Anlage fehlen, **eine pauschale Feststellung würde nicht im Einzelfall erfolgen**. Die erforderlichen Beschränkungen dürfen nur so lange andauern, wie der Engpass tatsächlich vorliegt.“¹⁸ **Mit § 14 Absatz 1d EnWG-E würde der Gesetzgeber folglich die unionsrechtlich eingeräumten Grenzen seines Ermessensspielraums offenkundig und erheblich überschreiten.**

Bei der EBM-VO handelt es sich um eine unmittelbar anwendbare EU-Verordnung, sodass es keiner nationalen Umsetzung bedarf, aber nationale Regelungen den unionsrechtlichen Vorgaben nicht widersprechen dürfen. Artikel 13 Absatz 7 EBM-VO ist **eindeutig unmissverständlich klar und genau**

¹² St. Rspr. seit EuGH, Urt. v. 05.03.1996, verb. Rs. C-46/93 und C-48/93, ECLI:EU:C:1996:79, Rn. 36 - *Brasserie du Pêcheur*

¹³ Ebd. Rn. 51.

¹⁴ m.w.Nw. Karpenstein/Kotzur/Vasel/Mankowski, Handbuch Rechtsschutz in der Europäischen Union 4. Aufl.2024, § 33 Rn. 189.

¹⁵ Ebd. Rn. 190.

¹⁶ Ausführlich M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzengpässen, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 16.07.2026, S. 11 ff.

¹⁷ Ebd. S. 12 ff. (Hervorhebungen durch Verf.)

¹⁸ Ebd. S. 22 f.

formuliert, dass im Fall des nicht marktbasierten Redispatch der Anspruch auf Entschädigung nur entfällt, wenn der Anlagenbetreiber diesen Wegfall in einen Netzanschlussvertrag (freiwillig!) akzeptiert hat. Die Regelung in § 8 Absatz 4 EEG-E widerspricht damit eindeutig dieser Vorgabe, da der Anlagenbetreiber keine Wahlmöglichkeit hat, als einen solchen Netzanschlussvertrag zu akzeptieren, wenn er überhaupt einen Netzanschluss in diesem Gebiet erhalten möchte. Der Vertrag würde nicht freiwillig geschlossen werden. „Nach Art. 13 Abs. 7 EBM-VO ist dies allerdings keine zulässige Ausnahme von der unionsrechtlich ansonsten zwingenden Rechtsfolge eines Entschädigungsanspruchs bei einem nicht marktbasierten Redispatch.“ **Der Gesetzgeber würde auch mit dieser Regelung offenkundig und erheblich gegen unionsrechtliche Vorgaben verstoßen.**

Der wegen dieser Regelungen zukünftig entstehende Schaden bei Anlagenbetreibern, nämlich die fehlende Entschädigung bei Redispatch, wäre eine unmittelbare Folge der gesetzlichen Regelungen für kapazitätslimitierte Netzgebiete und den Wegfall der Entschädigung.

Ob der Gesetzgeber diese Vorschläge zudem sogar vorsätzlich, wovon auch ein billigendes Inkaufnehmen erfasst wäre, vornehmen möchte, sei dahingestellt. Ein hinreichend qualifizierter Verstoß ergibt sich bereits aus der Klarheit des Verstoßes gegen die einschlägigen EU-Vorgaben. **Eine Entschuldigung dieses Verstoßes folgt zudem auch nicht daraus, dass sich der Mitgliedstaat rechtlich beraten ließ oder selbst juristisch geprüft hat, bevor er handelte.¹⁹ Mit diesen Vorschlägen geht der deutsche Gesetzgeber also offensichtlich das Risiko ein, dass Anlagenbetreiber zukünftig Staatshaftungsansprüche gegen ihn geltend machen können. Je nach Volumen der betroffenen Anlagen und Dauer der Rechtsverwirrung drohen Zahlungsverpflichtungen in Milliardenhöhe.**

Trotz des Anwendungsvorrangs des Europarechts gegenüber kollidierendem nationalem Recht, wonach Regeln des Redispatch-Vorbehalts von Anfang an nicht anwendbar wären, würde der Redispatch-Vorbehalt erhebliche Rechtsunsicherheit schaffen und die Investitionsbedingungen für Erneuerbare Energien drastisch verschärfen. Zum einen könnten Netzbetreiber den Redispatch-Vorbehalt trotz dessen Unwirksamkeit anwenden, zumindest bis es – möglicherweise erst nach Jahren – zu einem die Unanwendbarkeit feststellenden Urteil eines höchsten deutschen oder europäischen Gerichts kommt. Zum Zweiten müsste die neu geschaffene Rechtsunsicherheit im Rahmen der Anlagenfinanzierung mit einem erheblichen Unsicherheits- bzw. Risikoaufschlag eingepreist werden, da Rechtsstreitigkeiten und Projektverzögerungen zu befürchten sind. Diese können zu Finanzierungslücken und Insolvenzen führen, auch wenn letztlich zugunsten der Anlagenbetreiber entschieden würde. Dies würde aufgrund der Erhöhung des Förderbedarfs der Anlagen letztlich aus dem Bundeshaushalt bezahlt werden müssen.

Sollten Netzbetreiber sie dennoch anwenden, würden sie sich ebenfalls dem Risiko aussetzen, für Anlagen, die deshalb nicht ans Netz gehen können, oder für nicht geleistete Redispatch-Zahlungen Schadensersatz leisten zu müssen.

Ergänzend ist anzumerken, dass Eingriffe in unionsrechtlich geschützte Rechtspositionen durch den nationalen Gesetzgeber nach der Rechtsprechung des EuGH nur mit einer **validen empirischen**

¹⁹ Karpenstein/Kotzur/Vasel/Mankowski, Handbuch Rechtsschutz in der Europäischen Union 4. Aufl.2024, § 33 Rn. 192.

Datengrundlage gerechtfertigt werden können.²⁰ Der BGH hat diese Rechtsprechung im sogenannten Apothekenurteil angewendet und führt konkret aus:

„Der Beweis hierfür ist anhand statistischer Daten, auf einzelne Punkte beschränkter Daten oder anderer Mittel mit vergleichbarer Aussagekraft zu erbringen.“²¹

Diese Rechtsprechung lässt sich gleichermaßen auf nationale Regelungen übertragen, die Beschränkungen der Vorgaben des Netzzugangs in der EBM-RL und EBM-VO vorsehen, da die EBM-RL und EBM-VO Ausprägungen der Warenverkehrsfreiheit (Artikel 34 ff. AEUV)²² sind. **Den Schwellenwert von fünf Prozent für die Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten muss der deutsche Gesetzgeber durch eine valide empirische Datengrundlage begründen. Eine solche Begründung fehlt im Regierungsentwurf.** Nur wenn eine solche vorliegt, können Eingriffe in das Recht auf Netzzugang überhaupt als geeignet angesehen und möglicherweise gerechtfertigt werden. Die interne Auswertung von Daten von vier der über 850 Verteilnetzbetreiber im Zuge des einstündigen Verbändeeintragungsdialogs am 22. Mai 2026 hat nicht die erforderliche Aussagekraft, zumal die zugrundeliegenden Berechnungen nicht vom Wirtschaftsministerium veröffentlicht wurden. Genauso wenig ausreichend wäre nach Ansicht des BGH, wenn dieser Wert mit *„tatsächlichen, konkreten oder glaubhaften Anhaltspunkten“* oder einer *„intensiv geführten parlamentarischen Debatte“* begründet würde.²³ Der Gesetzgeber müsste, wenn er eine Beschränkung des Netzzugangs durch kapazitätslimitierte Netzgebiete für eine geeignete Maßnahme hält – unabhängig von einer grundsätzlichen Vereinbarkeit mit EBM-RL und EBM-VO und der Frage, welchem legitimen Ziel eine solche Beschränkung überhaupt dient – mit einer validen empirischen Datengrundlage begründen.

3.2.3 Eingriff in Rechte der Länder, der Kommunen und in verfassungsmäßige Rechte der Marktteilnehmer

Der Redispatch-Vorbehalt versetzt die Netzbetreiber indirekt in die Lage, Flächensteuerung der Windenergie zu betreiben. Das Gutachten der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) vom 26. Februar 2026²⁴ zeigt anschaulich, dass hierdurch Planungen demokratisch legitimierter Planungsträger in den Ländern, Regionen und Kommunen funktionslos gemacht werden können und damit deren Rechte beeinträchtigt würden. Zudem kann das Regelungsvorhaben aufgrund der Regelungen des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) auch dazu führen, dass die Flächenziele der Länder verfehlt werden und diese somit ihre Möglichkeit zur räumlichen Steuerung der Windenergie verlieren.

Im genannten Gutachten wird weiterhin auf die Auswirkungen des Redispatch-Vorbehalts auf die Vorgaben der Richtlinie RED III, die im Klimaschutz-Urteil des Bundesverfassungsgerichts aufgestellten Grundsätze, die kommunale Planungshoheit und den allgemeinen Gleichheitssatz aus Art. 3 des

²⁰ BGH, Urt. v. 17.07.2025, I ZR 74/24, juris Rn. 41 (Apothekenurteil) mit Verweisen auf die Rechtsprechung des EuGH.

²¹ Ebd. Rn. 51.

²² Daneben ist auch die Kapital- und Zahlungsverkehrsfreiheit (KZVF) (Artikel 63 ff. AEUV) von dieser Regelung betroffen, für die es kein vorrangiges Sekundärrecht gibt, sodass die Rechtsprechung des EuGH unmittelbar auf die Eingriffe in die KZVF durch die Regelungen im Netzpaket anwendbar ist.

²³ BGH, Urt. v. 17.07.2025, I ZR 74/24, juris Rn. 52.

²⁴Kanzlei bbh (02/2026): [Kurzgutachten zum Referentenentwurf des Netzpakets](#)

Grundgesetzes eingegangen. Auch hier sind erhebliche, kaum zu rechtfertigende Eingriffe zu konstatieren. Bezüglich der Einzelheiten verweist der BWE auf die Inhalte des Gutachtens, die er sich ebenfalls in Gänze zu eigen macht.

3.2.4 Falsche Prämissen

Mehrere Prämissen, die die Diskussion um den Redispatch-Vorbehalt prägen, werden wiederholt falsch dargestellt.

Der Redispatch-Vorbehalt wird mit aufgrund ausschließlich neuer EE-Anlagen **vermeintlich explodierender Redispatch-Kosten** begründet. Tatsächlich sind die Kosten des auf EE-Anlagen entfallenden Redispatches von 2024 auf 2025 um 22 Prozent gesunken und befinden sich damit deutlich unter dem Niveau vergangener Jahre.²⁵ Wenn der Weg für beschleunigten Netzausbau und für Flexibilitäten frei gemacht würde, wie vom BWE gefordert, könnten weitere zu erwartende Kosten eingespart werden. Redispatch betrifft einzelne Anlagen für den jeweils erforderlichen Zeitraum. Alternative Ideen zur Wahrung der Systemsicherheit unter den aktuellen Bedingungen betreffen viele oder alle Anlagen in einem Gebiet – so auch der Redispatch-Vorbehalt – und erhöhen die notwendigen Kosten somit erheblich.

Zudem ist der Großteil der **Redispatch-Kosten nicht auf abzuregelnde EE-Anlagen zurückzuführen**, sondern auf teure konventionelle Kraftwerke, die hinter dem Netzengpass per Redispatch hochgeregelt werden müssen. Lediglich ca. 433 Mio. €, also knapp 14 Prozent der mehr als 3.100 Mio. € Redispatch-Kosten, entfielen 2025 auf die Entschädigung abgeregelter Erneuerbarer Energien. Hingegen entfielen 2.600 Mio. € auf Redispatch-Maßnahmen für konventionelle und Reservekraftwerke.²⁶

Mit dem Redispatch-Vorbehalt wird die Erwartung verknüpft, Netzengpässe ließen sich zukünftig durch dieses Instrument beheben. Jedoch zielt der vorliegende Entwurf nicht auf die **Beseitigung von Netzengpässen** ab, sondern vielmehr auf die **finanzielle Entlastung der Netzbetreiber**. So sollen Anlagenbetreiber für 18 beziehungsweise 20 Prozent der Jahresenergiemenge keine finanzielle Entschädigung für Redispatch-Maßnahmen vom Netzbetreiber erhalten. Zudem können sich Netzbetreiber dem Risiko entziehen, Redispatch-Kosten ab 2029 nicht mehr vollständig auf die Netzentgelte umzulegen zu können (Änderung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur im NEST-Prozess).

Die Bundesministerin für Wirtschaft und Energie hat erklärt, dass der **Bau von Neuanlagen** dadurch nicht verhindert wird.²⁷ Jedoch **gefährdet der Redispatch-Vorbehalt Milliardeninvestitionen von in Planung befindlichen Projekten**. Durch die niedrigen Auslösekriterien und den unzureichenden Vertrauensschutz droht eine großflächige Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten. In diesen würden durch den hohen Entschädigungsverzicht keine der oft bereits in Planung befindlichen Projekte bezuschlagt. Fakt ist außerdem, dass der Hochlauf des EE-Ausbaus maßgeblich durch das Recht auf Netzanschluss und die langfristige Planbarkeit der Finanzierung ermöglicht wurde. In den letzten Jahren

²⁵ Bundesnetzagentur: [Bericht Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025](#).

²⁶ Bundesnetzagentur: ebd.

²⁷ Enervis (03/2026): Studie zu Auswirkungen des Redispatchvorbehalts auf Projektpipeline und Investitionsvolumen von PV-Freiflächenanlagen und Wind Onshore.

ist durch hohe Genehmigungszahlen und wirtschaftlichen Wettbewerb der mittlere Zuschlagspreis in EEG-Ausschreibungen so stark gesunken, dass Risikoaufschläge, wie sie durch das vorgesehene Regime erforderlich würden, entweder für Finanzierungsabsagen durch die Banken sorgen oder die Abgabe zuschlagsfähiger Gebote verhindern.

Aus Sicht der Windbranche besteht zudem das große Risiko, dass neue Anlagen, die aus Netzbetreibersicht erstattungsfrei zum Redispatch herangezogen werden können, deutlich häufiger und in nicht eingrenzbarem Ausmaß zum Redispatch herangezogen werden als Bestandsanlagen. Dies hätte nicht nur eine erhebliche Benachteiligung entsprechender Anlagen zur Folge, sondern kann darüber hinaus im Rahmen einer langfristigen Projektfinanzierung nicht wirtschaftlich dargestellt werden. Durch die Verhinderung neuer EE-Anlagen werden bestehende Netzenspässe keinesfalls abgebaut. Dies können nur netzstärkende Maßnahmen und der Hochlauf von Flexibilitäten leisten.

Die Regelung wird als präzises Hotspot-Instrument dargestellt. Aufgrund der unbrauchbaren und ausufernden Definition und langen Laufzeiten der sogenannten „kapazitätslimitierten Netzgebiete“ tritt die **Verhinderungswirkung** jedoch auch weit jenseits von Netzenspässen auf. Hierfür genügt es, wenn es in einem der Vorjahre – etwa aufgrund besonderer Witterungsverhältnisse, veränderter lokaler Verbrauchsmuster, einer Häufung von Anweisungen aus dem Übertragungsnetz oder sonstigen Gründen – zu einer Abregelung von über fünf Prozent der Strommengen kam. Bei der Auflösung von kapazitätslimitierten Gebieten werden derartige Anomalien durch die Voraussetzung, dass der Dreijahresdurchschnitt unter fünf Prozent Abregelung liegen muss, überraschenderweise berücksichtigt. Diese Abregelungsquote wird nach der aktuellen Rechtslage im Rahmen der europarechtlichen Spitzenkappung rechtlich nicht einmal als netzausbauwürdig betrachtet²⁸, sie ist also Teil der langfristig kosteneffizienten Netzplanung, getreu dem Motto „Kein Netzausbau bis zur letzten Kilowattstunde“.

Der Redispatch-Vorbehalt verschiebt das Finanzierungsrisiko durch unkalkulierbare Entschädigungsausfälle einseitig auf Anlagenbetreiber, die weder über die rechtliche Grundlage noch die Mittel oder die nötigen Informationen zur Beseitigung von Netzenspässen verfügen. Eine **volkswirtschaftlich vertretbare Alternative** zu Erneuerbaren Energien und starken Netzen als Grundlage einer modernisierten und bezahlbaren Volkswirtschaft besteht indes nicht – selbst dann nicht, wenn die Erreichung der Klimaziele und die energiepolitische Selbstständigkeit des Landes nicht mit der gebotenen Priorität betrachtet werden.

²⁸ Art. 13 Abs. 5 lit. a EBM-VO.

3.2.5 Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument

Folgende Punkte verdeutlichen, warum der BWE den Redispatch-Vorbehalt nicht als konstruktiven Beitrag zur tatsächlichen Lösung bestehender Probleme betrachtet, sondern vielmehr als einseitige Belastung der Erneuerbare-Energien-Branche mit untragbaren Eingriffen in den Markt:

- Die Ausweisung der kapazitätslimitierten Gebiete erfolgt durch die Netzbetreiber selbst. Diese können von den Änderungen im NEST-Prozess²⁹ von der Ausweisung profitieren und den Ausweisungstatbestand selbst herbeiführen. Es entsteht ein Anreiz für Missbrauch – ohne Sanktionsmöglichkeiten. Hier braucht es unserer Auffassung nach mindestens eine unabhängige Kontrolle durch die Bundesnetzagentur als ex-ante-Maßnahme vor der bindenden Ausweisung.
- Faktisch schafft der Redispatch-Vorbehalt eine räumliche Steuerungsmöglichkeit von Windenergieanlagen über den Netzbetreiber. Die räumliche Steuerung von Windenergieanlagen ist jedoch den jeweiligen Bundesländern und Kommunen vorbehalten. Maßgebliches Instrument ist hierfür allein die Raumplanung. **Insbesondere Windenergieanlagen an Land dürfen faktisch nur dort errichtet werden, wo Flächen regionalplanerisch ausgewiesen und gesichert sind. Diese Flächenausweisungen orientieren sich an den verbindlichen Ausbauzielen des EEG 2023 sowie an den bundes- und landesrechtlichen Flächenbeitragswerten.**
- Der Auslösetatbestand von fünf Prozent Abregelung ist viel zu niedrig. Er entspricht lediglich der in Art. 13 Abs. 5 lit. a EBM-VO vorgesehenen Spitzenkappung von fünf Prozent, also dem Schwellenwert, bis zu dem der Netzausbau europarechtlich nicht mehr erforderlich sein soll. Der Grenzwert von fünf Prozent abgeregelter Strommenge für kapazitätslimitierte Netzgebiete ist weder ökonomisch noch technisch nachvollziehbar.
- Die sehr lange Dauer von bis zu sechs Jahren für die Kapazitätslimitierung und die Verlängerung des Redispatch-Vorbehalt-Vertrags ist keinesfalls tragbar. Der Gesetzesentwurf sollte im Rahmen des Netzpakets zwingend Lösungsvorschläge unterbreiten, die die Beschleunigung des Netzausbaus forcieren. Zusätzlich besteht durch die lange Dauer die Gefahr eines langfristigen Ausbaustopps. Der durch den NEST-Prozess entstehende Anreiz zum Netzausbau wird somit zunichte gemacht. Weiterhin lässt sich eine sechsjährige Nichtentschädigung von bis zu 20 Prozent der Jahresenergiemenge auch finanziell nicht darstellen.
- Das späte Ende der Kapazitätslimitierung nach Unterschreiten der 5-Prozent-Schwelle im Dreijahresdurchschnitt ist nicht begründbar und abzulehnen. Netzbetreiber müssen sogenannte „kapazitätslimitierte Gebiete“ prioritär ausbauen. Die Auflösung des Gebiets kann daher unmittelbar mit Fertigstellung des Netzausbaus, der Netzerweiterung oder der Netzoptimierung erfolgen. Weiterhin besteht aktuell ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber,

²⁹ Die Bundesnetzagentur überarbeitete durch ein Ende 2025 abgeschlossenes Festlegungsverfahren „Netze – Effizient – Sicher – Transformiert“ (NEST) die Anreizregulierung der Netzbetreiber. Darin wird u. a. festgelegt, dass Engpassmanagementkosten inkl. Redispatch-Kosten zukünftig nicht ohne Prüfung auf die Verbrauchernetzentgelte gewälzt werden können, sondern Teil des allgemeinen Effizienzvergleichs zur Regulierung des Netzmonopols werden. Dadurch entsteht ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber, Redispatch-Kosten auch auf Kosten von EE-Anschlüssen zu vermeiden.

die Flächenausweisung vorzunehmen und nicht vorzeitig aufzulösen. Der Gesetzesentwurf adressiert diese Tatsache nicht. Bei der Ausweisung des Gebiets ist eine Ausweitung auf zwei bis drei Jahre hingegen sachgerecht, da Wetterjahre sonst fälschlicherweise zur Ausweisung von Engpassgebieten und prioritärem Netzausbau führen könnten.

- Keine Berücksichtigung von Netzausbau-, Transparenz- oder Digitalisierungsinvestitionen durch die Netzbetreiber als Voraussetzung für die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Netzgebiet. Dadurch werden schlecht wirtschaftende Netzbetreiber mit ordentlich wirtschaftenden und vorausschauend ausbauenden Netzbetreibern gleichgestellt. Investitionen werden weder belohnt noch angereizt. Der Netzbetreiber kann sich sozusagen in das kapazitätslimitierte Netzgebiet „flüchten“ und damit den gesetzlichen Anspruch auf Netzanschluss und Redispatch-Ausgleich des Anlagenbetreibers durch einen Netzanschlussvertrag ersetzen, dessen Bedingungen er einseitig diktieren kann.
- Die europarechtlich vorgeschriebene Beschränkung auf Abregelungsmengen im eigenen Netzgebiet fehlt. Dadurch können Umspannwerke und Leitungen im Verteilnetz als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden, ohne faktischen Kapazitätsmangel der Betriebsmittel – ein Widerspruch in sich.
- Es fehlen jegliche Mindestrechte des Anlagenbetreibers, also z. B. keine Garantie, dass verfügbare Kapazitäten angeboten werden müssen und keine Mindestanforderungen an die Vertragsgestaltung. Aufgrund des Informations- und Machtungleichgewichts zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern mangelt es an zentralen Voraussetzungen für Vertragsverhandlungen, sodass Vertragsbedingungen von Ersteren diktiert werden könnten.
- Die Deckelung des unfreiwilligen Entschädigungsverzichts in kapazitätslimitierten Netzgebieten auf 18 beziehungsweise 20 Prozent der Jahresenergiemenge ist nicht finanzierbar und unverhältnismäßig. Selbst bei einer Beschränkung auf verhältnismäßige fünf Prozent der Jahresenergiemenge dürften Projekte angesichts der stark überzeichneten Ausschreibungen nicht mehr bezuschlagt werden.
- Der Redispatch-Vorbehalt reizt den Zubau von co-located Batteriespeichern nicht an! Nach der aktuellen Ausgestaltung könnten Strommengen, die abgeregelt und nicht entschädigt werden sollen, nicht in Batteriespeichern zwischengespeichert werden, obwohl so Redispatch-Kosten gesenkt werden. Der „umgeleitete“ erzeugte Strom würde vermutlich nicht in das Kontingent der 18 beziehungsweise 20 Prozent entschädigungsfreien Jahresenergie angerechnet werden. Dieser Fehlanreiz könnte beispielsweise durch einen reduzierten Entschädigungsdeckel für Projekte mit Co-Location-Batteriespeichern oder das Abstellen auf die Abregelungsmengen anstelle der erzeugten Strommengen verhindert werden.
- Der Verzicht auf den finanziellen Ausgleich für 18 beziehungsweise 20 Prozent der Jahresenergiemenge vernachlässigt die Aufwendungen für den bilanziellen Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen im Redispatch 2.0-Prozess. Derzeit befindet sich der Redispatch-Prozess in einer Übergangsregelung bis zum 31. Dezember 2031, wonach der bilanzielle Ausgleich bis zur erforderlichen BNetzA-Festlegung als erfüllt betrachtet wird. Der tatsächliche Bilanzkreisausgleich bleibt somit Aufgabe der Direktvermarkter, die in der Regel die Marktrolle Bilanzkreisverantwortlicher übernehmen. Diese müssen die Erlörisiken in kapazitätslimitierten

Netzgebieten zur Beschaffung von Ausgleichsenergie für nicht-entschädigte Redispatch-Mengen tragen beziehungsweise an den Anlagenbetreiber weitergeben. Dieses wirtschaftliche Risiko erschwert Projekte in kapazitätslimitierten Netzgebieten zusätzlich.

- Es gibt keine effektive Kontrolle, ob die Bedingungen für die Ausweisung als „kapazitätslimitiertes Gebiet“ tatsächlich vorliegen. Die erforderlichen Daten hat nur der Netzbetreiber selbst zu prüfen. Ein Missbrauch ist nicht mit abschreckenden Sanktionen bewehrt und effektive Rechtsmittel gegen die Ausweisung sind nicht vorgesehen. Netzbetreiber sollten daher Optimierungsmaßnahmen gemäß dem Prinzip „Netzoptimierung vor Flexibilitäten vor Verstärkung vor Ausbau“ (NOXVA)³⁰ umsetzen und nachweisen müssen. Solange kosteneffiziente Maßnahmen zur höheren Auslastung von Netzen nicht ausgeschöpft sind, kann per Definition kein struktureller Netzengpass vorliegen.

3.2.6 Positionierung des BWE

Der Redispatch-Vorbehalt greift eine der zentralen Säulen der Erneuerbaren Energien in Deutschland an: das Recht auf uneingeschränkten, unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss. Seit Langem ist klar, dass die Grundsatzfrage nach dem „Ob“ der Energiewende beantwortet ist und wir uns weitere „Operationen am offenen Herzen“ nicht leisten können.

Ein Verhinderungsinstrument, das den Erfolg sauberer, sicherer heimischer Energieerzeugung in Zeiten einer fossilen Energiekrise nicht anerkennt, sondern zum Problem erklärt, ist nicht zeitgemäß und entzieht sich seinerseits einer konstruktiven Debatte.

Der BWE möchte den Erneuerbaren-Ausbau gerade nicht auf das Tempo des Netzausbaus drosseln und die Branche den dadurch ausgelösten Verwerfungen mit ungewissem Ausgang aussetzen, sondern vielmehr schnell und wirtschaftlich zu effizient genutzten und leistungsfähigen Netzen kommen, die langfristig volkswirtschaftliche Wertschöpfung ermöglichen. **Der BWE erkennt daher in dem Vorschlag einen Zielkonflikt und lehnt den einseitig ausgestalteten Redispatch-Vorbehalt kategorisch ab.** Vielmehr sollte der Gesetzgeber abgeregelten Grünstrom unter anderem durch eine Weiterentwicklung des Konzepts „Nutzen statt Abregeln“ ermöglichen (siehe Kapitel 4).

Für eine konstruktive Diskussion eines Steuerungsinstruments müssten zunächst eine Vielzahl der Parameter angepasst werden und anschließend nach ausreichender Konsultation der Branche ein einzelnes Instrument mit angemessenen Übergangsregelungen und ausreichendem Vertrauensschutz eingeführt werden. Erstens müssten die Wechselwirkungen des Redispatch-Vorbehalts mit den Änderungen des Referenzertragsmodells und der Wirkleistungsbegrenzung evaluiert werden. Zweitens müsste die mangelhafte Datengrundlage für potenzielle Engpassgebiete grundlegend verbessert werden. Drittens müssten Anreize zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Optimierung und Digitalisierung des Netzbetriebs parallel eingeführt werden. Viertens müssten die europarechtlichen Vorgaben zur Einschränkung des Rechts auf Netzzugang eingehalten werden. Das betrifft insbesondere einen angemessenen Abregelungsschwellenwert von 12–15 Prozent im Durchschnitt der letzten zwei bis drei Jahre ohne Abregelungsmengen aus anderen Netzebenen, die zwingende statt optionale Differenzierung der Erzeugungstechnologien, die verkürzte Ausweisung kapazitätslimitierter

³⁰ VDE (04/2025): [Berücksichtigung von Flexibilitäten in der Netzplanung](#).

Netzgebiete für maximal vier Jahre, Vertrauensschutz für sämtliche zum Zeitpunkt der Engpassausweisung genehmigte Projekte, auch ohne zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt, die einmalige Ausweisung von Engpassgebieten ohne Verlängerungsmöglichkeit durch die Bundesnetzagentur sowie echte Freiwilligkeit beim Abschluss von Verträgen zum Verzicht auf finanzielle Redispatch-Entschädigungen beziehungsweise eine Wirkleistungsbegrenzung. Die Wirkleistungsbegrenzung sollte dann als Wahloption ausschließlich in kapazitätslimitierten Netzgebieten anstelle des Redispatch-Vorbehalts eingeführt werden. **Nach monatelangen Diskussionen und diversen (Rechts-)Gutachten scheint eine solche sachgerechte und rechtskonforme Ausgestaltung eines echten „Hotspot-Instruments“ jedoch nicht gewollt zu sein. Das Ausbremsen der Energiewende durch ein solches Verhinderungsinstrument kritisiert der BWE scharf.**

Im Übrigen führt die Pflicht für Netzbetreiber zur prioritären Optimierung, Verstärkung und dem Ausbau der kapazitätslimitierten Netzgebiete in Kombination mit unionsrechtswidrigen, niedrigen Schwellenwerten in § 14 Abs. 1d EnWG-E gegebenenfalls zu einer **Überdimensionierung der Verteilnetze und massiven Erhöhung der Systemkosten. Damit würde der Regierungsentwurf genau das Gegenteil seiner Zielsetzung erreichen und Beschleunigungen des Netzausbaus durch das geplante Verteilnetzpaket und das European Grids Package der EU-Kommission zuwiderlaufen.**

3.3 Wirkleistungsbegrenzung

Betrifft:

Artikel 2 – Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 2 - § 8 Abs. 1 EEG

3.3.1 Inhalt des Regierungsentwurfs

Die Änderung von § 8 Abs. 1 Sätze 3 bis 5 EEG-E sieht vor, dass das Recht auf vorrangigen und unverzüglichen Netzanschluss für ab dem 1. Januar 2027 ans Netz angeschlossene Anlagen auf eine technologiespezifische maximale Wirkleistungseinspeisung begrenzt wird. Die Regelung soll bundesweit und unabhängig von kapazitätslimitierten Netzgebieten gelten. Für Windenergieanlagen an Land soll die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf eine Flächenleistung von 280 W/m² je Anlage beschränkt werden. Für Solaranlagen des ersten Segments, also insbesondere PV-Freiflächenanlagen, wird die Anschlussleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Für beide Technologien entspricht dies de facto einer Spitzenkappung der Nennleistung. Nach § 8 Abs. 1 Satz 5 EEG-E soll sich die Wirkleistungsbegrenzung auf die aggregierte maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt beziehen.

Folgendes Rechenbeispiel dient der Erläuterung: Die durchschnittliche, 2025 in Betrieb genommene Windenergieanlage an Land hatte 5,5 MW Nennleistung und einen Rotordurchmesser von 151 Metern. Durch das Teilen der Nennleistung durch die überstrichene Rotorfläche ergibt sich eine Flächenleistung von 305 W/m². Um die Flächenleistung der Anlage rechnerisch auf 280 W/m² zu begrenzen, müsste die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 5 MW begrenzt werden. Das entspricht etwa 90 Prozent der

Nennleistung.

Das Ziel der Gesetzesänderung ist es, Systemkosten und insbesondere Kosten für den Netzausbau und den Redispatch zu sparen. Dafür wird eine Wirkleistungsbegrenzung je Technologie definiert, die unterhalb der Nennleistung der Anlagen liegt. Durch die Kappung der Erzeugungsspitzen sinkt der Energieertrag der Anlage in absoluten Zahlen. Gleichzeitig wird der Netzanschluss kleiner dimensioniert und die Volllaststunden je Anlage steigen im Verhältnis zur Wirkleistungsbegrenzung. In der Folge werden Netzanschlüsse und Netze im Verhältnis zu einem Netzanschluss mit voller Nennleistung höher ausgelastet. Der Netzausbaubedarf sinkt im Vergleich zu einem System ohne Wirkleistungsbegrenzung. Gleichzeitig kann der Anstieg der Redispatch-Kosten abgedämpft werden, da die abgeschnittenen Erzeugungsspitzen gehäuft (nicht ausschließlich) in Zeiten von einspeisegetriebenen Netzengpässen auftreten. Zuletzt soll die Wirkleistungsbegrenzung den Bau von Flexibilitäten wie Co-Located Batteriespeichern anregen, welche die abgeschnittene Erzeugungsspitze zwischenspeichern und gewinnbringend nutzen oder zeitlich versetzt ins Netz rückspeisen können.

3.3.2 Bewertung des BWE

Grundsätzlich erfolgt die **Bewertung der Wirkleistungsbegrenzung unter Vorbehalt**, da die Wechselwirkung mit den Änderungen im Referenzertragsmodell und der Einführung des Redispatch-Vorbehalts bisher nicht abschließend bewertet werden konnte. Das in § 8 EEG verankerte Recht auf Netzanschluss ist ein sehr hohes Gut und das Fundament der bislang erfolgreichen Energiewende. Fundamentale Änderungen wie die Wirkleistungsbegrenzung sind daher gründlich abzuwägen, um Risiken für den EE-Ausbau zu vermeiden. Die Reduktion von Systemkosten darf nicht einseitig zu Lasten der Anlagenbetreiber gehen. Gerade für ertragsreiche Standorte mit geplanten Starkwindanlagen (hohe Flächenleistungen) entstehen signifikante Ertragsverluste. Dem Vorschlag fehlen stattdessen wichtige Instrumente (Anreize und Pönalen), um den Netzausbau zu beschleunigen und den Netzbetrieb zu optimieren und zu digitalisieren. **Aus mehreren Gründen lehnt der BWE die Wirkleistungsbegrenzung in der vorliegenden Form deutlich ab.**

3.3.2.1 Fehlende verfassungs- und industriegerechte Übergangsvorschrift

Der BWE kritisiert, dass die Wirkleistungsbegrenzung ab dem 1. Januar 2027 für alle EEG-Anlagen mit Netzanschluss gelten soll, also auch für bereits genehmigte und bezuschlagte Projekte. Dies ist abzulehnen.

Je nach Projektfortschritt in Bezug auf Flächensicherung, Genehmigungsverfahren und Gebotsteilnahme sind Projektierer bereits mit sechs- bis siebenstelligen Beträgen in Vorleistung gegangen. Änderungen in Bezug auf die Wirkleistungsbegrenzung erfordern nicht nur eine Neubewertung des zu erwartenden Stromertrags, sondern können auch die Errichtung anderer Anlagentypen erfordern, was eine immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigung voraussetzt.

Ab der Ausschreibungsteilnahme können aufgrund geänderter Ertragsaussichten keine Anpassungen des angestrebten anzulegenden Wertes mehr erfolgen. Dies ist insbesondere problematisch aufgrund der starken Überzeichnung der Ausschreibungen und der ab 2027 durch die Einführung des CfD fehlenden Möglichkeit, am Markt Erlöse oberhalb des anzulegenden Werts zu erzielen. Zudem besteht ab der Gebotsteilnahme eine sanktionsbewehrte Umsetzungspflicht. Indem der Staat ein Vertrauen in

den Bestand der durch den Ausschreibungszuschlag vermittelten Mindesterloß schafft und dies mit der verbindlichen Erwartung verbindet, dass Anlagen im Umfang des Gebots auf dieser Grundlage auch umgesetzt werden, ist es eine schwere Verletzung des verfassungsrechtlich gebotenen Vertrauensschutzes, nachträglich einseitig in dieses Rechtsverhältnis zum Nachteil des Bieters einzugreifen. Eine verfassungsrechtlich schützenswerte Rechtsposition ergibt sich aber bereits zu einem früheren Projektzeitpunkt: die erteilte Genehmigung.

Eine Analyse der in Planung befindlichen Windenergieanlagen zeigt, dass **75 Prozent der immissionsschutzrechtlich genehmigten und 74 Prozent der bezuschlagten Anlagen mit einer Flächenleistung von über 280 W/m² geplant werden. Die Regelung greift somit nicht nur qualitativ stark in die Rechte einzelner Anlagenbetreiber ein, sondern betrifft auch quantitativ eine große Anzahl in Umsetzung befindlicher Vorhaben mit einem Investitionsvolumen in Milliardenhöhe.**

Sie greift ungerechtfertigt in gesicherte Rechtspositionen der Anlagenbetreiber ein und stellt eine unverhältnismäßige, unechte Rückwirkung dar. Dadurch ist sie nicht nur mit der Konzeption des EEGs und dessen Konzeption von Bestandsschutz unvereinbar, sondern verstößt auch gegen Grundrechte und das Rechtsstaatsprinzip. **Das Gutachten der Kanzlei Redeker Sellner Dahs** vom 11. August 2026³¹ bestätigt diese Bewertung und macht die rechtlich gebotene Notwendigkeit erheblicher Nachbesserungen deutlich.

Ohne Nachbesserungen, die hinreichenden Bestandsschutz jedenfalls für Projekte mit immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen bis zum 31. Dezember 2027 gewährleisten, ist die Einführung der Wirkleistungsbegrenzung in der vorgesehenen Form verfassungswidrig und ist damit abzulehnen.

Aufgrund des tiefen Eingriffs der Wirkleistungsbegrenzung in die technologische Auslegung und das Design von Windenergieanlagen sowie die Planungsvorlaufzeit der Projektierer muss diese verfassungsrechtlich gebotene Übergangsfrist sogar verlängert werden.

Ohne den Effekt der Maßnahme nennenswert zu beeinträchtigen, aber mit einer echten Anpassungsmöglichkeit für Hersteller und Projektierer von Windenergieanlagen, können und sollten in Entwicklung befindliche Projekte bereits vor dem Projektschritt der Genehmigungserteilung mit einer Übergangsvorschrift gesichert werden.

3.3.2.2 Bedingungen für eine mögliche Umsetzung der Wirkleistungsbegrenzung

Das Instrument kann **anstelle** des Redispatch-Vorbehalts in europarechtskonform auszugestaltenden kapazitätslimitierten Netzgebieten und unter folgenden Voraussetzungen mittelfristig zur Senkung der Systemkosten beitragen:

1. Eine **Übersteuerung durch gleichzeitige Einführung der Wirkleistungsbegrenzung in Kombination mit dem Redispatch-Vorbehalt und der Änderung des Referenzertragsmodells** wird abgelehnt. Die Wirkleistungsbegrenzung darf maximal anstelle des Redispatch-Vorbehalts eingeführt werden.

³¹ M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller: [EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzeingängen](#), Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 16.07.2026.

2. **Angemessene Umsetzungsfrist und Vertrauensschutz:** Wie beschrieben, ist die Erstreckung der Geltung auf bereits genehmigte Projekte verfassungswidrig. Hier müssen auch unter Berücksichtigung der Vorlaufzeiten für Hersteller und Projektierer weiterreichende Übergangsfristen gelten.
3. **Flexibilitäten ermöglichen:** Die flexible Nutzung des Stroms vor dem Netzverknüpfungspunkt muss auch tatsächlich ermöglicht werden. Das Gesetz verbietet die Nutzung von Strommengen zwar nicht, gleichzeitig werden die Hürden für die Nutzung aber auch nicht behoben.
4. Die Stärkung von systemdienlichen Co-Location Anlagen muss klarer gefasst werden.

Windenergieprojekte im Gigawattbereich, die ohne systemdienliche Optimierung geplant wurden, sind bereits bezuschlagt beziehungsweise im Genehmigungsverfahren. Bei der Einführung einer fundamentalen Änderung des EEG müssen sie berücksichtigt werden, um Abrisse beim EE-Zubau zu vermeiden. Hersteller von Windenergieanlagen und Projektentwickler benötigen Zeit, um neue Anlagentypen zu entwickeln, bestehende Anlagentypen zu optimieren und ihre Produktionskapazitäten beziehungsweise Projekte entsprechend anzupassen. Bei verfrühter Einführung des Instruments entstünde die Notwendigkeit für Anlagenbetreiber, Anlagen im zweistelligen Gigawattbereich umzugenehmigen, obwohl die Hersteller und Zulieferer diese abrupte Marktveränderung nicht bedienen können. Der Ausbau der Windenergie würde so massiv ins Stocken geraten.

An dieser Stelle wird zudem erneut deutlich, dass die gesetzliche Frist von acht Wochen zur Beantwortung von Netzananschlussbegehren nach § 8 EEG durch eine Pönale für Netzbetreiber gestärkt werden sollte. Die Praxis zeigt, dass Anschlussbegehren regelmäßig über ein halbes Jahr lang nicht bearbeitet werden, ohne jegliche Nachteile in der Netzbewirtschaftung. **Durch die Stichtagsregeln der Wirkleistungsbegrenzung und des Redispatch-Vorbehalts droht eine systematische Verschleppung von Netzananschlussbegehren, um das Recht auf einen unbedingten und unverzüglichen Netzananschluss von EEG-Anlagen zu umgehen. Der BWE fordert daher zwingend die Einführung einer Pönale bei Überschreiten der 8-Wochen-Frist für Netzananschlussbegehrens, insbesondere wenn zugleich die Wirkleistungsbegrenzung eingeführt werden soll.**

Weiterhin kann die Wirkleistungsbegrenzung einen Anreiz für die Nutzung von Flexibilitäten setzen, indem absehbar nicht in das Netz einspeisbare Strommengen entstehen. Gerade bei der Windenergie, die bisher in der Regel nicht wirtschaftlich mit Grünstromspeichern überbaut werden kann, setzt dies jedoch voraus, dass ein zentraler Missstand in der Energiegesetzgebung aufgehoben wird: Derzeit ist beispielsweise das Laden von co-located Batteriespeichern im Fall von Redispatch-Maßnahmen nicht möglich, da Netzbetreiber die Erzeugung von Anlagen anstelle der Einspeisung abregeln und der rechtliche Schutz des lokal verbrauchten Stroms³² in der Praxis nicht gewährleistet wird. Eine Besserung dürfte erreichbar sein, wenn grundsätzlich (wieder) die Einspeisung und nicht die Erzeugung durch Redispatch angesprochen wird. Ferner bestehen Hürden beim rechtlichen Status der Einspeiseinfrastruktur und beim Erfordernis der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 21b Abs. 4 und § 3 Nr. 16 EEG. Solange dies, wie in der Beschleunigungsagenda in Kapitel 4 gefordert, nicht umgesetzt wird, läuft der Flexibilitätsanreiz zur Verlagerung von Erzeugungsspitzen ins Leere. Erzeugbare Strommengen bleiben ungenutzt und der Flächenbedarf pro erzeugte Strommenge erhöht sich

³² Art. 13 Abs. 6 lit. c Verordnung (EU) 2019/943, § 13a Absatz 1 Satz 1, 2. Halbsatz EnWG.

mittelbar. Auch aus diesem Grund gebietet sich ein späterer Beginn oder entsprechender Übergangszeitraum, denn eine leichtere Nutzung von Flexibilitäten hätte einige der Härten abfangen können, die Neuanlagen, denen kein Bestandsschutz gewährt wird, treffen. Aktuell dürfte ein abmildernder Effekt aufgrund der beschriebenen Hindernisse jedoch nicht eintreten.

3.3.2.3 Konkreter Änderungsvorschlag

Konkret: Der BWE fordert zumindest zur Wahrung der verfassungsrechtlichen Vorgaben die Anpassung von § 8 Abs. 1 Satz 4-6 wie folgt (neuer Text in **fett**):

„[...] ~~Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2027 angeschlossen werden, besteht der~~ Der Anspruch auf Netzanschluss nach Satz 1 in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet im Sinne des § 14 Absatz 1d des Energiewirtschaftsgesetzes besteht a) Für den Anschluss von Solaranlagen des ersten Segments wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage begrenzt.

1. im Falle des Anschlusses einer Solaranlage des ersten Segments ~~nur~~ mit der Maßgabe, dass die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 Prozent der installierten Leistung der Anlage begrenzt ist; und

*2. im Falle des Anschlusses einer Windenergieanlage an Land **mit der Maßgabe**, dass die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche begrenzt ist.*

Soweit mehrere Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden, bezieht sich die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung nach Satz 4 auf die gesamte gleich-zeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung die-ser Anlagen.

Satz 4 gilt nicht für Anlagen nach Satz 4 Nr. 2, für die bis zum 31. Dezember 2027 eine Genehmigung nach den Vorschriften des Bundesimmissionsschutzgesetzes erteilt ist.“

3.4 Priorisierungen von Netzanschlüssen und Reservierungsverfahren

Betrifft:

Artikel 1 - Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 1 - Inhaltsverzeichnis

Nr. 9 - §§ 17a und 17b EnWG

Nr. 10 - § 17f EnWG

3.4.1 Inhalte des Regierungsentwurfs

Der vorgesehene § 17a EnWG-E dient der Umsetzung von Artikel 42 der Richtlinie (EU) 2019/944. Demnach müssen die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeinsam transparente und effiziente Verfahren für diskriminierungsfreie Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz entwickeln und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis zum 1. Januar 2027 zur Prüfung vorlegen. Diese bestätigt die Verfahren oder verlangt Änderungen innerhalb einer zweimonatigen Frist. Laut Entwurfsbegründung sollen ÜNB auch eine Versteigerung von Netzanschlusskapazitäten einführen können. Die ÜNB veröffentlichen die bestätigten Kriterien auf ihren Internetseiten und wenden die neuen Verfahren spätestens drei Monate nach Bestätigung durch die BNetzA an. Die neuen Netzanschlussverfahren greifen somit voraussichtlich ab Mai bis Juli 2027.

Absatz 2 räumt den ÜNB die Möglichkeit ein, Netzanschlüsse unter Berufung auf nachweisliche Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten vom Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) nach § 17 Abs. 2b EnWG oder § 8a EEG abhängig zu machen, sofern die BNetzA die Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung genehmigt hat. Dies gilt nicht, sofern Anschlusspetenten die Kosten zur Beseitigung der künftigen Einschränkungen der Netzanschluss- und Übertragungskapazität selbst tragen.

§ 17b Abs. 1 EnWG-E ermöglicht es den ÜNB, im Rahmen der Verfahren nach § 17a Abs. 1 Kriterien für die Priorisierung bestimmter Netzanschlussbegehren zu entwickeln. Auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für „priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren“ ist möglich. Die Kriterien umfassen:

1. die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems,
2. bestehende gesetzliche Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und Verbrauchern,
3. die Annahmen aus dem von der Bundesnetzagentur nach § 12a genehmigten Szenarioahmen,
4. Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze,
5. die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten insbesondere durch mehrere Anschlussnehmer, und
6. Ausweisungen von Flächen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen.
7. die Standortgebundenheit von Anschlussbegehren

Die von der BNetzA bestätigten Maßgaben zur Priorisierung dürfen nach Absatz 2 auch von Verteilnetzbetreibern (VNB) angewendet und um Kriterien aus den Angaben und Annahmen aus den Regionalszenarien nach § 14 Abs. 3 EnWG sowie Belangen der vorgelagerten Übertragungsnetze ergänzt werden.

Zusätzlich zu veränderten Netzanschlussverfahren und Priorisierungsmöglichkeiten verpflichtet § 17f EnWG-E Verteilnetzbetreiber dazu, „gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität“ für Anlagen ab 135 kW zu entwickeln. Die Reservierung soll für Netzanschlussbegehren an die Umspannebene Hoch- zu

Mittelspannung, die Mittelspannungsebene und die Umspannebene Mittel- zu Niederspannung gelten. Die Reservierung erfolgt in aufeinanderfolgenden Abschnitten und ist an Projektfortschritte gebunden. VNB dürfen für die Reservierung der Netzanschlusskapazität ebenfalls eine „angemessene und diskriminierungsfreie“ Gebühr erheben. Die Vorgaben der VNB betreffen die Dauer der Reservierungsabschnitte, die Projektfortschrittsnachweise sowie die Berechnungsmethodik für die Reservierungsgebühr.

Die Vorgaben zum Reservierungsmechanismus sind der BNetzA spätestens ein Jahr nach Verkündung des Gesetzes vorzulegen. Die Behörde bestätigt die Vorgaben oder verlangt Anpassungen innerhalb von zwei Monaten. Die bestätigten Vorgaben sind drei Monate nach ihrer Bestätigung anzuwenden. Somit ergibt sich ein Umsetzungszeitraum von bis zu eineinhalb Jahren.

3.4.2 Anpassungsbedarf aus Sicht des BWE

Die vorgesehenen Änderungen schaffen durch zu große Umsetzungsspielräume Unsicherheiten für die Anschlussnehmenden und können durch das Vorhalten von Netzanschlusskapazitäten und die Verpflichtung zum Abschluss von FCA eine ineffiziente Verzögerung von Netzanschlussverfahren führen. Von zentraler Bedeutung ist, dass die Regelungen zu Netzanschluss und -zugang von EEG-Anlagen unberührt bleiben. Diese wichtige systematische Einordnung ergibt sich nach Ansicht des BWE zwar auch aus einer juristischen Auslegung der Norm und ihres Zusammenspiels mit § 8 EEG. Jedoch sollte der klarstellende Satz aus der Begründung des Vorschlags (Regierungsentwurf S. 54) in den Normtext von § 17a Abs. 4 EnWG-E mit aufgenommen werden. Diese Anpassung ist geboten um eine einheitliche Rechtsanwendung, auch durch die mittelbar berechtigten Verteilnetzbetreiber (§ 17b Abs. 2 EnWG-E), sicherzustellen und den Klärungsbedarf beim ohnehin anspruchsvollen Findungsprozess eines Priorisierungsverfahrens zu verringern.

3.4.3 Grundsätzlich richtiger Ansatz

Richtig ist: Das derzeitige Netzanschlussbegehren und insbesondere das Windhundprinzip sind nicht mehr zeitgemäß. Es fehlt an Standardisierung, Digitalisierung und Automatisierung. Durch mangelnde Netztransparenz überlasten Mehrfachanfragen einige VNB. Das hohe Netzanschlussvolumen für Batteriespeicher und die absehbar stark steigenden Anfragen von Rechenzentren machen eine Neujustierung der Netzanschlusssystematik erforderlich. Insbesondere die Einführung eines einheitlichen Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip und eine Verbesserung der Netztransparenz sind daher zu begrüßen. Die Möglichkeit der Priorisierung muss allerdings sorgfältig austariert sein, um Missbrauchspotenziale zu vermeiden.

Der neue § 17a EnWG sieht die Erarbeitung eines einheitlichen Netzanschlussverfahrens durch die Übertragungsnetzbetreiber vor. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen, denn jede Vereinheitlichung beschleunigt und vereinfacht Prozesse und senkt bürokratischen Aufwand. Richtig ist auch, dass die BNetzA das von den ÜNB vorgeschlagene Verfahren bestätigen muss. Für ein möglichst praxisnahes und effizientes Netzanschlussverfahren sollte jedoch auch die Branche in den Erarbeitungsprozess einbezogen werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass das Verfahren nicht einseitig die Belange der Netzbetreiber adressiert, sondern die Interessen aller Beteiligten ausgewogen abbildet.

Konkret: Der BWE fordert die Anpassung von § 17a EnWG-E (neuer Text in **fett**):

*„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung entwickeln gemeinsam **und mit Beteiligung der relevanten Stakeholder** einheitliche, transparente und effiziente Verfahren für diskriminierungsfreie Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz und legen diese der Bundesnetzagentur spätestens am 1. Januar 2027 zur Bestätigung vor.*

[...]

4) Die Regelungen zu Netzanschluss und -zugang in §§ 8 und 11 EEG sowie Regelungen einer aufgrund von § 17 Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung bleiben unberührt.

“

3.4.3.1 Kritik: Freihaltung von Netzanschlusskapazität

Der BWE kritisiert, dass § 17a Abs. 2 EnWG-E den ÜNB ermöglicht, den Netzanschluss neuer Anlagen „im Falle von nachweislichen Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten“ vom Abschluss von FCA abhängig zu machen. Die Formulierung erinnert an die Definition der „kapazitätslimitierten Netzgebiete“ aus § 14 Abs. 1d EnWG-E (siehe Kapitel 3.2), da auch hier konkrete und rechtssichere Auslösetatbestände, Einschränkungen und Monitoringmaßnahmen fehlen, obwohl die Rechtsfolgen in grundsätzliche Rechtspositionen eingreifen. Schlimmstenfalls können Anschlusspetenten flächendeckend zum Abschluss von nachteiligen FCAs nach Vorgabe der ÜNB gedrängt werden, die Projekte in der Konsequenz verhindern. Der Gesetzgeber sollte an der Freiwilligkeit von FCAs grundsätzlich festhalten und durch ein Recht auf Überbauung stärken. Jedenfalls sollte das EU-rechtliche Verbot³³ der Freihaltung von Netzkapazitäten gegenüber Speicher- und Erzeugungsanlagen ebenso in nationales Recht umgesetzt werden, wie die im Entwurf enthaltene Umsetzung der Ausnahme von dieser Regel. Erneuerbare Erzeugungsanlagen und Energiespeicher sollten daher von der Regelung ausdrücklich ausgenommen werden. Alternativ muss der Ausnahmecharakter des Vorgehens durch folgende Anpassungen deutlich gemacht werden:

- Streichung der Freihaltung von Netzanschlusskapazität als gesetzlicher Zweck der Priorisierung in § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG-E.
- Aufnahme des grundsätzlichen Verbots in § 17a Abs. 2 S. 1 EnWG-E und der Ausnahme in Sätzen 2 und 3 der Norm.
- Materieller Ausnahmetatbestand gem. EBM-Richtlinie: Anwendung nur zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen, Genehmigung durch die Regulierungsbehörde im Einzelfall, kein unzulässiges Markteintrittshindernis³⁴.

Sofern es für erforderlich erachtet wird, die Möglichkeit zur kurzzeitigen „Freihaltung“ von Netzanschlusskapazität für Netzbetreiber vorzusehen, damit Anschlussanfragen, etwa über einen

³³ Art. 42 Abs. 2 S. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (2019/944).

³⁴ Erfordernis aus Artikel 42 Abs. 2 UAbs. 2 EBM-Richtlinie (2019/944).

Zeitraum von drei Monaten gesammelt und untereinander priorisiert werden können, sollte hier eine konkrete zeitliche und verfahrensmäßige Vorgabe gemacht werden.

Der BWE kritisiert zudem ausdrücklich die auf S. 54 der Entwurfsbegründung aufgeworfene Idee, Netzanschlusskapazitäten zu versteigern. Abgesehen von den negativen Auswirkungen auf die Akteursvielfalt werden Projekte hierdurch nochmals durch den steigenden Eigenkapitalbedarf verteuert und erschwert (Kalkulierbarkeit). Die Bestätigungserfordernis durch die BNetzA aus § 17a Abs. 1 EnWG-E ist zu begrüßen. Die BNetzA benötigt als Netzregulierungsbehörde (NRB) zudem das Recht, die Netzanschlussverfahren in regelmäßigen Abständen zu evaluieren und ggf. Anpassungen zu verlangen, wenn die Regeln nicht wie gewünscht funktionieren.

3.4.3.2 Vage Vorgaben für Priorisierungskriterien

Analog dazu kritisiert der BWE den weiten Ermessensspielraum für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren in § 17b EnWG-E. Insbesondere die Freihaltung von Netzanschlusskapazität für erwartete Netzanschlussbegehren birgt das Risiko von großen Ineffizienzen, gerade auf Verteilnetzebene. Weiterhin ist unklar, ob die Kriterien als abschließende Liste konzipiert sind (ÜNB „können [...] Kriterien heranziehen“). Jedenfalls besteht keine Pflicht zur Berücksichtigung eines einzelnen Kriteriums und andere sind so vage (effiziente Nutzung von NVP durch Anschlussnehmer/ Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems/ Ausweisung von Flächen) formuliert, dass hier außerhalb des Genehmigungsvorbehalts durch die BNetzA kaum nennenswerte tatbestandliche Einschränkungen vorgesehen sind.

Dass in der weichen Kann-Formulierung eine Erlaubnis zur Missachtung einzelner gesetzlicher und sonst verrechtlichter Ziele erkannt werden kann (z. B. Ausbauziele, Szenariorahmen, Bedarfe nachgelagerter Netze), erscheint nicht ausgeschlossen. Der BWE fordert daher eine verbindliche Festlegung der Kriterien, an denen sich das Reservierungs- und Priorisierungsverfahren messen lassen muss und die verbindlich, nicht optional, anzuwenden sind. In der Gesetzesbegründung zu Nummer 9 wird klargestellt, dass Regelungen für den Netzanschluss und -zugang nach §§ 8 und 11 EEG davon unberührt bleiben. Diese Klarstellung muss sich auch im Gesetzestext selbst wiederfinden, und dient auch der Entlastung der Netzbetreiber in der Entwicklung und diskriminierungsfreien Anwendung der Vorgaben.

Aufgrund ihrer Eigenschaft als private Akteure und Monopolisten dürfen zentrale hoheitliche Aufgaben nicht den Netzbetreibern überlassen werden. Auch einige Netzbetreiber wollen diese Aufgabe nicht übernehmen.³⁵ Hierzu zählt insbesondere die Entscheidung, welche Anlagen in einem Gebiet grundsätzlich anschlussfähig sind (Strukturpolitik) und die zwangsweise Heranziehung zu Systemdienstleistungen mit Marktwert (Eingriff in Grundrechte, Marktverzerrung). **Insbesondere § 17b Abs. 1 S. 3 Nr. 1 EnWG-E sollte daher gestrichen werden und auch im Übrigen eine höhere Verbindlichkeit und Präzisierung der gesetzlichen Vorgaben angestrebt werden.**

³⁵ Christoph Müller, Amprion, Manager Magazin v. 23.04.2026: [„Willkommen in der Achterbahn“](#), S. 4/5.

3.4.3.3 Positiv: Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip

Der BWE begrüßt den durch § 17f EnWG-E vorgesehenen einheitlichen Reservierungsmechanismus. Das Reifegradprinzip kann, bei richtiger Ausgestaltung und in Kombination mit einer Verbesserung der Transparenz vorhandener und geplanter Netzkapazitäten, Netzbetreiber und Anschlusspetenten gleichermaßen entlasten. Allerdings ist unklar, wie sich die Einführung des Reservierungsmechanismus in Kombination mit dem Priorisierungsregime verhält. Der BWE fordert eine Klarstellung, wie die Planungssicherheit für zukünftige Projekte gewährleistet werden kann. Der Reservierungsmechanismus wird branchenübergreifend seit langem gefordert (vgl. Fokusagenda des Netzanlassgipfels 2024). Der Reservierungsmechanismus sollte unbedingt unter Einbezug der EE-Branche ausgestaltet werden, um eine praxisnahe Umsetzung zu ermöglichen. Die EE-Verbände sind hier bereits im Sommer 2025 in Vorleistung gegangen und haben konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung des Reservierungsmechanismus vorgelegt.³⁶ Das Instrument gilt es nun zügig und praxistauglich umzusetzen.

3.4.3.4 Nachbesserungsbedarf: Reservierungen in der Hochspannung

Der bundeseinheitliche Reservierungsmechanismus soll nach § 17f Abs. 1 EnWG-E nur für die Netzebenen vier bis sechs eingeführt werden. Der BWE fordert, den Anwendungsbereich um die Netzebenen zwei (Umspannebene Höchst- zu Hochspannung) und drei (Hochspannung) zu erweitern. Gerade in der Hochspannung schließen sich größere Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie überregional bedeutende Netzkunden wie Windparks, große Netzspeicher und Rechenzentren an, die in besonderer Weise auf die durch ein Reservierungsverfahren mögliche Verbesserung der Planungssicherheit und Beschleunigung angewiesen sind. Auch die Verteilnetzbetreiber mit Hochspannungsnetz würden von einheitlichen Verfahren mit sachgerechten Kriterien deutlich profitieren.

3.4.3.5 Reservierungsgebühr

Der BWE bewertet die Erhebung einer Reservierungsgebühr als Ernsthaftigkeitsnachweis nur in sehr begrenztem Umfang als nachvollziehbar. Die transparente und diskriminierungsfreie Reservierungsgebühr darf nicht zu einer Einschränkung der Akteursvielfalt führen. Deshalb sollte die Projektreife in jedem Fall die Grundlage und Priorität für den Erhalt und die Verlängerung von Reservierungen darstellen. Weiterhin darf die Reservierungsgebühr nicht prohibitiv hoch ausfallen, müsste mit der möglichen Erhebung von Baukostenzuschüssen verrechnet werden und sollte für Windenergieanlagen an Land erst nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erhoben werden. Ansonsten könnten gerade kleinere, für die Akzeptanz der Energiewende zentrale Akteure wie Bürgerenergiegesellschaften aus dem Markt gedrängt werden. Die Erhebung der Reservierungsgebühr darf nicht dazu führen, dass Netzanlassvorhaben mit langen Projektierungszeiträumen wie Windenergieanlagen systematisch gegenüber schneller realisierbaren Vorhaben benachteiligt werden.

³⁶ BEE (07/2025): [Handlungsempfehlungen zum Reservierungsmechanismus für Netzanlasskapazitäten](#).

3.5 Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 6 b): § 14e Abs. 2 EnWG

Nr. 9: § 17c EnWG

Nr. 10: § 17d EnWG

3.5.1 Inhalte des Regierungsentwurfs

Der Entwurf enthält Regelungen zur besseren Bereitstellung von Informationen über das Netz durch die Netzbetreiber. Diese sind im Wesentlichen durch das EU-Recht vorgegeben. Konkret wird mit dem Gesetzentwurf Artikel 31 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, umgesetzt und Artikel 50 Absatz 4a der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, gespiegelt.

Gemäß § 17c Abs. 1 EnWG-E sollen Netzbetreiber eine digitale geografische Karte mit verfügbaren Netzanschlusskapazitäten in den Umspannebenen Höchst- zu Hochspannung (Netzebene 2) sowie Hoch- zu Mittelspannung (Netzebene 4) bereitstellen und monatlich aktualisieren müssen. Dabei können priorisierte Netzanschlüsse nach § 17b EnWG gekennzeichnet werden. Auf die veröffentlichte Netzanschlusskapazität soll kein Rechtsanspruch bestehen. Absatz 2 sieht die Einführung von sog. unverbindlichen Netzanschlüsselskündften ab dem 1. Januar 2028 für die Netzebenen 4 bis 6 (Hoch- zu Mittel-, Mittel- und Mittel- zu Niederspannung) durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber vor. Die Auskunft soll rechtlich unverbindlich sein und den nach Luftlinie naheliegendsten und nach Spannungsebene geeigneten Netzverknüpfungspunkt (NVP) ausweisen. Das gilt auch dann, wenn an diesem NVP nicht ausreichend Netzanschlusskapazität verfügbar ist, aber eine flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA) nach § 17 Abs. 2b EnWG oder § 8a EEG abgeschlossen werden könnte. Zudem soll mindestens ein weiterer nach Spannungsebene geeigneter NVP genannt werden, an dem ausreichend Kapazität verfügbar ist. Absatz 3 sieht eine unverbindliche Schätzung der Netzanschlusskosten vor, die pauschal je nach Entfernung zwischen Anlage und Netzverknüpfungspunkt berechnet werden kann.

Der neu einzuführende § 17d EnWG-E enthält weitere Informationspflichten für Netzbetreiber. Grundsätzlich müssen Netzbetreiber auf ihrer Internetseite Informationen zum Prozess und den notwendigen Unterlagen eines Netzanschlussbegehrens veröffentlichen. Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens müssen diese unverzüglich eine Eingangsbestätigung übermitteln. Spätestens zwei Monate nach Eingang des Netzanschlussbegehrens muss der Netzbetreiber dem Anschlusspetenten klare und transparente Informationen über dessen Status und weitere Bearbeitung übermitteln. Falls kein Ergebnis mitgeteilt werden kann, müssen Statusmeldung und weiteres Vorgehen alle drei Monate aktualisiert übermittelt werden.

3.5.2 Bewertung des BWE

Der BWE begrüßt weitere Informationspflichten für Netzbetreiber und eine Verbesserung der Netztransparenz durch die digitale Netzkarte und die unverbindliche Netzanschlussauskunft. Allerdings reichen einige Anforderungen nicht aus und insgesamt sollte ein finanzieller Anreiz zur Einhaltung der Vorgaben eingeführt werden.

Der Entwurf setzt die Vorgaben aus der EU-Richtlinie nur selektiv um, da wichtige Informationen, insbesondere bezüglich der höheren Netzebenen, vom Informationserfordernis ausgenommen wurden. Artikel 31 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 sieht konkret vor, dass Verteilnetzbetreiber den Netznutzern Informationen „für den effizienten Netzzugang“ und die Netznutzung mit hoher räumlicher Granularität zur Verfügung stellen. In der Praxis, insbesondere für Netzanschlüsse in der Hochspannung, errichten Projektierer regelmäßig eigene Umspannwerke, um Windparks direkt an das Hochspannungsnetz anzuschließen. Es ist daher nicht ausreichend, verfügbare Kapazitäten in den Umspannebenen auszuweisen, die sich auf bestehende Umspannwerke der Netzbetreiber beschränken. Vielmehr sollten die verfügbaren Kapazitäten der Netzebenen 3 und 5 (Hoch- und Mittelspannung) ebenfalls ausgewiesen werden. Das wäre im Sinne der umzusetzenden EU-Richtlinie, die ihrerseits keine Ausnahmen vorsieht. Dafür ist ein hoher Digitalisierungsgrad notwendig, der im Sinne der Systemstabilität und Optimierung des Netzbetriebs ohnehin angestrebt werden muss. Der BWE fordert, dies entsprechend anzupassen. Eine Verbesserung der Netztransparenz ist richtig und wichtig. Eine echte Entlastung der Netzbetreiber und Anschlusspetenten setzt aber voraus, dass die Netzkarte und unverbindliche Netzanschlussauskunft so ausgestaltet sind, dass sie das Stellen von Mehrfachanfragen obsolet machen und praxistauglich sind.

Für die Umsetzung der unverbindlichen Netzanschlussauskunft, insbesondere vor dem Hintergrund von FCAs, sollten folgende Informationen bereitgestellt beziehungsweise zur Berechnung herangezogen werden:

- Welcher Anschlusstyp ist wo konkret möglich (Anschluss an Sammelschiene, Stichanschluss an 110-kV-Leitung, Distanz zum Anschlusspunkt etc.).
- Nach Anlagenart differenzierte installierte Leistung der Bestandsanlagen.
- Anonymisierte Informationen zu reservierten Netzanschlusskapazitäten (mit neuem Reifegradprinzip).
- Geplante Maßnahmen zu Netzausbau, -ertüchtigung und -erweiterung und entsprechend zukünftige Einspeise- bzw. Transportkapazität.

Die Auskunft über die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses eines FCA, wenn keine ausreichende Kapazität am nächstgelegenen NVP zur Verfügung steht, ist positiv zu beurteilen (§ 17c Abs. 2 S. 3 EnWG-E).

Schließlich fordert der BWE bezüglich der Informations- und Digitalisierungspflichten die Möglichkeit, Pflichtverstöße zu pönalisieren. Insbesondere die Formulierung zu den Auskunftspflichten zum Status des Netzanschlussbegehrens in § 17d Abs. 1 EnWG-E macht die mögliche Anreizlücke deutlich: Ohne Pönale könnten Netzbetreiber Anschlusspetenten vierteljährlich über den Stand des Netzanschlussbegehrens informieren, ohne jeglichen (finanziellen) Anreiz, das Begehren

schnellstmöglich zu bearbeiten. Ähnliches sehen wir bereits heute bezüglich der 8-Wochen-Frist für die Bearbeitung von EEG-Netzanschlussbegehren. Die BNetzA sollte daher mit einer entsprechenden Festlegungskompetenz ausgestattet werden. Die Digitalisierung von Netzanschlüssen und im Netzbetrieb könnte Bestandteil einer Energiewendekompetenz sein, die sich in der Anreizregulierung positiv oder negativ auf die Erlösbergrenzen auswirken könnte. Die sinnvollen Regelungsvorhaben laufen ohne Pönalisierungsmöglichkeit Gefahr, keine Wirksamkeit zu entfalten. Ohne eine funktionierende unverbindliche Netzanschlusss Auskunft können Mehrfachanfragen von Projektierern zur Überwindung der Informationsasymmetrie nicht vermieden werden.

Der BWE fordert darüber hinaus wirksame Anreize zur fristgerechten und praxistauglichen Umsetzung der Informationspflichten für Netzbetreiber. Bereits bei der achtwöchigen Frist zur Prüfung und Übermittlung des gesetzlichen Netzanschlusspunktes nach § 8 Abs. 1 EEG zeigt die jahrelange Erfahrung der Praxis, dass Netzanschlussbegehren teilweise erst nach acht bis neun Monaten beantwortet werden, weil entsprechende Pönalen für Netzbetreiber bei Fristverzug fehlen. Andererseits drohen Anlagenbetreibern bei der Fristverletzung zur Errichtung der Anlage nach Zuschlagserteilung Strafzahlungen bis hin zum Zuschlagsverlust.

3.6 Einspeisenetze

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 5: § 14d Abs. 4 Nr. 4 EnWG

Nr. 9: § 17c Abs. 2 S. 4 EnWG

Artikel 2: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 1: § 3 Nr. 18 EEG

Nr. 2: § 8 Abs. 1 S. 3 EEG

In § 3 Nr. 18 EEG-E wird das Institut „Einspeisenetze“ definiert als „eines oder mehrere Betriebsmittel, die der Netzbetreiber durch Netzausbaumaßnahmen 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 bereitstellt.“

Nach der Begründung des Entwurfs sollen sie ohne Redundanz ($n-0$) ausgestaltet werden dürfen und das Einsammeln von EE-Strom vereinfachen. Dies soll insbesondere durch die Möglichkeit, die Anschlusskosten mehrerer Anlagen gemeinsam zu betrachten – § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E i. V. m. § 17 EEG – geschafft werden, so dass „in einem Rutsch“ Infrastruktur für mehrere EEG-Anlagen, etwa in einem Beschleunigungsgebiet, errichtet werden können soll. Die Netze sollen ausdrücklich als solche ausgewiesen werden.

Grundsätzlich regt der BWE an, auch den Anlagenbetreibern mehr Möglichkeiten zur rechtssicheren Bündelung von hybriden Anlagenkombinationen einzuräumen. Bereits heute zeigen diverse Projekte, dass Anlagenbetreiber die notwendige Einspeiseinfrastruktur wesentlich schneller und kostengünstiger

bereitstellen können als Netzbetreiber. Der BWE hat dazu bereits Anfang des Jahres kurzfristig umsetzbare und konkrete Normvorschläge in einem Positionspapier zur Einspeiseinfrastruktur formuliert.³⁷ Das Konzept ermöglicht die netzdienliche Ansiedlung solcher Verbraucher bereits (aus Anlagensicht) vor dem Netzverknüpfungspunkt. So wird die Integration von Flexibilitäten erleichtert und ein Beitrag dazu geleistet, die Einspeisekurven dargebotsabhängiger Anlagen zu glätten. Neben der Schaffung der Einspeisenetze für Netzbetreiber sollte der Gesetzesentwurf daher um den BWE-Vorschlag zur Einspeiseinfrastruktur für Anschlussnehmer ergänzt werden. Davon unabhängig braucht es eine Beschleunigung des Netzausbaus durch Planungs- und Genehmigungserleichterungen, wie in der BWE-Beschleunigungsagenda gefordert.

Positiv ist, dass ein vorausschauendes Planungsinstrument geschaffen werden soll. Allerdings sind die rechtlich handfesten Unterschiede für solche Netze sehr begrenzt. Ein echter Unterschied zum normalen Energieversorgungsnetz liegt wohl nur in der Erlaubnis, das Netz ($n-0$), also ohne Redundanz, auszugestalten. Diese Erlaubnis ist jedoch nicht als Normtext im Entwurf enthalten, sondern findet sich nur im Begründungstext. Der Verzicht auf Redundanz spart Geld, trägt jedoch nicht zur besseren Einbindung von Flexibilitäten in innovative Anlagendesigns vor dem Netzverknüpfungspunkt bei.

Bezüglich des modifizierten Netzanschlussregimes sollen auch in Nicht-Einspeisenetzen Kosten nach § 17 EEG nur anteilig berücksichtigt werden können (§ 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E). Da entsprechend der aktuellen Konzeption keine Transparenz bezüglich der Anwendung des Ausnahmetatbestands durch die Netzbetreiber erforderlich ist, ist nicht hinreichend sichergestellt, dass die anteilige Berücksichtigung der Netzausbaukosten nicht zu einer Modifikation des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes aus anderen Gründen als der Ansteuerung eines Einspeisenetzes führt. Denn eine uneinheitliche Anwendung der Regel innerhalb eines Netzanschlussverfahrens könnte dazu führen, dass der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt faktisch „verschoben“ wird: Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn an vom Netzbetreiber bevorzugten Standorten die Netzkosten nur teilweise berücksichtigt würden, während sie am eigentlichen gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt vollständig berücksichtigt würden; und zwar auch außerhalb von Einspeisenetzen. Die „insbesondere“-Vorschrift in § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E sollte daher durch eine echte Beschränkung ersetzt werden, sodass die anteilige Berechnung von Netzausbaukosten nur für Netzverknüpfungspunkte in einem Einspeisenetz möglich ist.

Konkret: Der BWE regt die Ergänzung der § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG an (**Text neu in fett**):

„§ 3

[...]

37. *Energieversorgungsnetze*

*Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 65 und 66, **Anlagen zur direkten Verbindung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie,***

³⁷ BWE-Positionspapier (01/2026): [Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken](#).

Energiespeicheranlagen und/oder Ladepunkten vor ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt sowie, im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes, Wasserstoffnetze,

[...]

108. Verteilung

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst **oder der Transport von Elektrizität zur Ermöglichung der netzvorgelagerten Versorgung von Energiespeicheranlagen und Ladepunkten**; dabei dienen auch solche Netze der Verteilung von Gas, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird, [...]“

3.7 Baukostenzuschuss

Betrifft:

Artikel 2: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 5: § 17 EEG

Artikel 4: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Nr. 1: § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG

Artikel 5: Kraftwerk-Netzanschlussverordnung

Nr. 1: § 8 Abs. 3 Kraft-NAV

Im neuen § 17 EnWG-E ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) zukünftig auch für EE-Anlagen und für Anlagen, die nach KWKG oder der KraftNAV angeschlossen werden (§ 3 Abs. 1 S. 3 KWKG, § 8 Abs. 3 KraftNAV) vorgesehen. Bislang dürfen BKZ nicht für EEG-Netzanschlüsse und damit lediglich für den Anschluss von Verbrauchern erhoben werden. Durch die Neuregelung werden Netzbetreiber zur Erhebung von BKZ für EEG-Anschlusspetenten berechtigt, sofern und nachdem die BNetzA eine Festlegung zu Verfahren oder Kriterien von pauschalen oder netzwirtschaftlich regional differenzierten BKZ getroffen hat. Dabei muss die Behörde die Auswirkungen auf den EEG-Finanzierungsbedarf berücksichtigen und Erhöhungen soweit möglich vermeiden.

Der BWE hat sich im Kontext des AgNes-Prozesses³⁸ zur Reform der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur bereits ausführlich zur Einführung eines Erzeuger-BKZ positioniert und verweist an

³⁸ Die Bundesnetzagentur überarbeitet derzeit die Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Seit Mai 2025 läuft hier ein mehrstufiger Konsultationsprozess, der voraussichtlich Ende 2026 abgeschlossen werden soll. Die neue Systematik soll (stufenweise) ab 1. Januar 2029 in Kraft treten.

dieser Stelle auf seine Stellungnahme(n)³⁹. Die räumliche Steuerung für den Zubau von Windenergieanlagen ist bereits durch die Flächenausweisung, das Referenzertragsmodell und die Windhöflichkeit gegeben beziehungsweise eingeschränkt. Ein richtig ausgestalteter, technologiespezifischer BKZ mit ausreichendem Vertrauensschutz stellt im AgNes-Kontext eine bessere Alternative gegenüber (dynamischen) Einspeiseentgelten und Kapazitätspreisen dar. Im besten Fall kann ein sinnvoll ausgestalteter BKZ systemdienliche Anreize, etwa für die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, setzen. Diese und weitere Eckpunkte sind der Stellungnahme zu entnehmen. Der BWE begrüßt, dass der Erhebung von BKZ für EEG-Anlagen eine Festlegung der Bundesnetzagentur vorausgehen muss.

Der BWE fordert eine Klarstellung des „angemessenen“ Baukostenzuschusses im nachgelagerten Festlegungsprozess der Bundesnetzagentur. Generell sei angemerkt, dass BKZ die Projektkosten für die Errichtung von EE-Anlagen erhöhen und dementsprechend refinanziert werden müssen. Durch den hohen und absehbar anhaltenden Wettbewerbsdruck befinden sich Projekte schon heute am unteren Rand der Wirtschaftlichkeit, sodass BKZ sich nahezu vollständig in den Ausschreibungsgeboten widerspiegeln werden. Nach Ansicht des BWE kann ein Baukostenzuschuss daher stets nur eine Alternative, nicht jedoch eine Ergänzung von Einspeiseentgelten darstellen.

3.8 Recht auf Überbauung

Der Entwurf sieht eine Änderung und Ergänzung des § 8 Abs.2 EEG-E vor. Durch diese werden mehrere kleine Änderungen des bestehenden Wahlrechts für Netzanschlüsse bewirkt. Dieses Wahlrecht ist gem. § 8 Abs. 2 S. 1 nur hinsichtlich der durch die mit der Wahl verbundenen Mehrkosten des Netzbetreibers beschränkten, welche nicht erheblich sein dürfen.

Bereits heute sieht § 8 Abs. 2 S. 2, 3 EEG die Möglichkeit vor, einen von einer bestehenden Anlage genutzten Netzverknüpfungspunkt zu wählen und mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (auch: FCA für flexible connection agreement) gem. § 8a EEG zu verbinden. Hieraus kann der Schluss gezogen werden, dass mithilfe des FCA bzw. des FCA-Angebots die Mehrkosten des Betreibers unter die Erheblichkeitsschwelle gesenkt werden und somit ein Anspruch auf eine Überbauung des Netzverknüpfungspunktes hergestellt werden kann. Ob schon das Angebot oder erst der abgeschlossene FCA diese Wirkung herbeiführt, und ob der Netzbetreiber in solchen Fällen zum Abschluss eines solchen FCA verpflichtet ist, ist umstritten.

Neu ist, dass neben bestehenden auch geplante Anlagennutzungen in den ausdrücklichen Anwendungsbereich der FCA-Regelung fallen. Zudem wurde eine gesetzliche Vermutung für die Unerheblichkeit von Mehrkosten geschaffen, wenn der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, die vorhandene Einspeise- oder Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes nicht zu überschreiten.

Bewertung des BWE

Das Recht auf Überbauung ist eine Forderung, die der BWE in seiner Beschleunigungsagenda aufgestellt hat, so dass diese Ergänzung des § 8 Abs. 2 EEG grundsätzlich zu begrüßen ist. Positiv hervorzuheben

³⁹ BWE (03/2026): [Stellungnahmen des BWE](#) und des [BWE-Finanziererbeirats](#) zum BNetzA-Orientierungspunktepapier zu Einspeiseentgelten.

ist, dass die Netzanschlusslogik des § 8 EEG genutzt wurde, um einen Anspruch auf den Anschluss an zu überbauende Netzanschlüsse schlank und systemgerecht umzusetzen.

Die Reichweite der Änderung sollte jedoch aus zwei Gründen nicht überschätzt werden:

Zum einen gibt es je nach Auslegung der bisherigen § 8 Absätze 2 Sätze 2 und 3 EEG eine schon heute geltende Regelung ähnlichen Inhalts. Insbesondere wenn man sich das Erfordernis der neuen Regelung vor Augen hält, dass die Einspeise- und Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes gleich bleiben muss, wird klar, dass in aller Regel für solche Netzverknüpfungspunkte ohnehin ein Anschluss-Anspruch gemäß § 8 Abs. 2 S. 1 EEG bereits besteht.

Ferner ist die Wahl des rechtlichen Mittels verbesserungswürdig. Die vorgesehene gesetzliche Vermutung der Unerheblichkeit der Kosten, welche gemäß § 292 ZPO als widerlegliche Vermutung auszulegen ist, bietet keinen großen praktischen Vorteil in der Rechtsdurchsetzung gegenüber der aktuellen Rechtslage, in welcher der Netzbetreiber bereits die Darlegungs- und Beweislast für die Erheblichkeit seiner Mehrkosten trägt⁴⁰. Eine unwiderlegliche Vermutung wäre hier eher geeignet, spürbare Vorteile in der Rechtsanwendung zu schaffen.

Konkret: Der BWE fordert die folgende Anpassung von § 8 Absatz 2 EEG-E (neuer Text in fett):

*„(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich. Dies kann auch ein Verknüpfungspunkt sein, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird oder dessen Nutzung durch eine in Betrieb zu nehmende Anlage vorgesehen ist, sofern der Betreiber der bestehenden beziehungsweise der in Betrieb zu nehmenden Anlage der Mitnutzung zustimmt. Die Wahl nach Satz 1 oder Satz 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8a verbunden werden. Im Fall des Satzes 2 wird die Unerheblichkeit der Mehrkosten **unwiderleglich** vermutet, wenn der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes nicht zu überschreiten.“*

3.9 Claw-Back für ungenutzte Netzkapazität

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 7: § 17 Abs. 1a EnWG

Netzbetreiber sollen berechtigt werden, die vorzuhaltende Leistung für einen Netzanschluss nach unten korrigieren zu können, wenn der Netzanschluss mehr als fünf Jahre nach Zustandekommen des

⁴⁰ BT-Drs. 18/1304, S. 120.

Netzanschlussverhältnisses nicht in der vereinbarten Höhe genutzt wurde und voraussichtlich auch dauerhaft nicht erforderlich ist. Dazu sind unter anderem Erweiterungsbedarfe und bereits getätigte Investitionen zu berücksichtigen. Der Netzbetreiber muss dem Anschlussnutzer die Reduktion der Anschlussleistung zwölf Monate im Voraus mitteilen. Die vorzuhaltende Leistung soll in diesen Fällen an „den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen fünf Jahre“ angepasst werden.

Die Regelung ist grundsätzlich zu begrüßen, um ungenutzte Netzanschlusskapazitäten effizient zu nutzen und die bestehende Infrastruktur bestmöglich auszulasten. Der BWE begrüßt insbesondere die Berücksichtigung der dauerhaft nötigen Anschlussleistung. Dadurch sollte gewährleistet sein, dass die Netzanschlussleistung für Erzeugungsanlagen nicht fälschlicherweise reduziert oder gestrichen wird, wenn durch Verzögerungen beim Bau, Netzanschluss und/oder Inbetriebnahme mehr als fünf Jahre seit Zustandekommen des Netzanschlussverhältnisses vergehen. Außerdem müsste sichergestellt werden, dass Baukostenzuschüsse, die gegebenenfalls nach BNetzA-Festlegung erhoben werden könnten, anteilig an Anlagenbetreiber zurückgezahlt werden.

Konkret: Der BWE fordert die folgende Anpassung von § 17 Absatz 1a Satz 2 EnWG-E (neuer Text in fett):

*„(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 und voraussichtlich auch dauerhaft nicht erforderlich sein wird, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung mit einer Ankündigungsfrist von zwölf Monaten auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen fünf Jahre zu reduzieren. Dabei sind insbesondere Hochlauf-, Erweiterungs-, Redundanz- und Sicherheitsbedarfe sowie bereits getätigte oder verbindlich beauftragte Investitionen zu berücksichtigen. 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.**“*

3.10 Gemeinsame Internetplattform

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 6: § 14e Abs. 2 EnWG

Nr. 10: § 17d, 17e EnWG

§ 17e Abs. 1 EnWG-E dient der Umsetzung von Artikel 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711. Verteilnetzbetreiber müssen mit der Verabschiedung des Gesetzes digitale Netzanschlussprozesse anbieten. Bis zum 01.01.2028 reicht zur Umsetzung von „digitalen Anschlussprozessen“ laut Gesetzesbegründung der Verweis auf eine E-Mail-Adresse auf der Internetseite

des Netzbetreibers“. Ab dem 01.01.2028 muss der ganze Netzanschlussprozess nach Absatz 2 über digitale Internetportale abgewickelt werden können. Dazu entwickeln die Netzbetreiber nach Absatz 3 einheitliche (Daten-)Formate, Inhalte und Prozessschritte sowie rollenspezifische Zugänge.

Der BWE begrüßt die Verpflichtung für Netzbetreiber, alle Netzanschlussprozesse zu digitalisieren. Laut Gesetzesbegründung gilt dies für neue Netzanschlussbegehren von Erzeugern, Stromspeichern und Verbrauchern sowie Änderungs- und Erweiterungsanträge, unabhängig von der Anlagengröße und Spannungsebene.

Der BWE kann die Ausnahme der Standardisierung von Netzanschlussbegehren in der Hochspannung nach Absatz 3 Satz 2 nicht nachvollziehen. In der Gesetzesbegründung zu § 17e Absatz 3 Nummer 2 EnWG-E heißt es, dass die Standardisierung der Verfahren nur für die Niederspannung und bedingt für Projekte in der Mittelspannung sinnvoll sei. Projekte in der Hochspannung seien zu individuell und nicht standardisierbar.

Der BWE widerspricht dieser Argumentation deutlich. Auch in der Hochspannung sollten die Netzanschlussverfahren weitestmöglich standardisiert werden, um Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu entlasten. Beim Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen 2024 mit diesen und weiteren Akteuren war die weitreichende Standardisierung Konsens. Dieses Format sollte erneut genutzt werden, um über Möglichkeiten und Grenzen der Standardisierung zu diskutieren und eine für alle Akteure gewinnbringende Umsetzung zu ermöglichen. Standardisierte, digitalisierte und automatisierte Prozesse entlasten alle beteiligten Akteure in Zeiten eines umfassenden Fachkräftemangels und Forderungen nach weniger Bürokratie. Der BWE fordert daher standardisierte Netzanschlussverfahren in einer einheitlichen Plattform für alle Spannungsebenen des Verteilnetzes.

Der BWE fordert darüber hinaus wirksame Anreize zur fristgerechten und praxistauglichen Umsetzung der einheitlichen Internetplattform. Bereits bei der achtwöchigen Frist zur Prüfung und Übermittlung des gesetzlichen Netzanschlusspunktes nach § 8 Abs. 1 EEG zeigt die jahrelange Erfahrung der Praxis, dass Netzanschlussbegehren teilweise erst nach acht bis neun Monaten beantwortet werden, weil entsprechende Pönalen für Netzbetreiber bei Fristverzug fehlen. Andererseits drohen Anlagenbetreibern bei der Fristverletzung zur Errichtung der Anlage nach Zuschlagserteilung Strafzahlungen bis hin zum Zuschlagsverlust.

Konkret: Der BWE fordert die Anpassung von § 17e Absatz 3 Satz 2 EnWG-E (neuer Text in fett):

„Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zum Zwecke der Errichtung der digitalen Netzanschlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:

- 1. den Schritten des Netzanschlussprozesses,*
- 2. den Formaten und Inhalten der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten und*
- 3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzanschlussprozess Beteiligten.*

Die Formate und Inhalte nach Satz 1 Nummer 2 sind für Anschlussbegehren in der Hochspannungsebene gemeinsam von Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen mit

~~Vertretern der Energiewirtschaft. Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden.~~

3.11 Neue Regeln für den Anschluss von Energiespeicheranlagen

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 8: § 17 Abs. 2a

§ 17 Abs. 2a EnWG wird durch einen Satz 2 ergänzt, welcher die Anschlussmöglichkeit von Speichern stärkt, indem sie unter der Voraussetzung einer per FCA festgeschriebenen gleichbleibenden Wirkleistungsbegrenzung nicht mehr mit Verweis auf Kapazitätsengpässe abgelehnt werden dürfen. Dies stärkt die Möglichkeiten zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und ist daher sehr zu begrüßen. Ergänzende Stärkungen des Rechts auf Überbauung sind nach Ansicht des BWE erforderlich und werden von diesem gefordert, auch wenn mit den vorgesehenen Änderungen in § 8 Abs. 2 EEG auch hier Fortschritte zu verzeichnen sind, bleiben weitere Verbesserungen nötig und erforderlich (s. u., Punkt 3 der BWE-Agenda).

4 BWE-Agenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus und Reduzierung von Redispatch-Kosten

Basis dieses Gesetzesentwurfs ist die Absicht, den weiteren EE-Zubau vor dem Hintergrund knapper Netz- und Netzanschlusskapazitäten regional zu steuern und ggf. an das Tempo des Netzausbaus anzupassen, um Systemkosten zu senken. De facto entsteht dadurch aber das Risiko, den EE-Ausbau zu verlangsamen oder gar zu verhindern. Dabei verkennt der Kabinettsbeschluss des Netzanschlusspakets fünf wesentliche Realitäten: Erstens beruht ein kostengünstiges, sicheres und versorgungsunabhängiges Stromsystem auf Erneuerbaren Energien. Zweitens werden keinerlei Anreize für Netzbetreiber gesetzt, den Netzbetrieb zu digitalisieren und zu optimieren. Drittens werden die Redispatch-Kosten absehbar nicht steigen, wie die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen. Viertens existiert eine räumliche Steuerung der Windenergie an Land bereits durch die Flächenausweisung von Bund, Ländern und Kommunen. Fünftens reduziert der Gesetzesentwurf keine Systemkosten, sondern erhöht diese aufgrund steigender Risiken, die sich auf die Finanzierung und damit auf die Stromgestehungskosten auswirken.

Die Politik sollte die Digitalisierung und Optimierung des Netzbetriebs, die Nutzung von Flexibilitätpotenzialen und die Beschleunigung des Netzausbaus als zentrale Ziele anerkennen. Anstelle des Ausbaustopps für Erneuerbare durch den Redispatch-Vorbehalt sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass sich der Netzausbau im Sinne der Synchronisierung

an das Tempo der Energiewende anpasst und nicht umgekehrt der EE-Ausbau verlangsamt wird. **Der BWE hat hierzu im März 2026 seine Beschleunigungsagenda⁴¹ vorgestellt. Diese umfasst:**

- **Anwendung des NOXVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Flexibilitäten vor Verstärkung vor Ausbau)**

Im Bereich der Netzoptimierung sind heute viele Instrumente ungenutzt. Durch die Netzplanung mit digitalen Zwillingen, temperaturabhängiges Freileitungsmonitoring oder den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und intelligenten Ortsnetzstationen (iONS) können bestehende und zukünftige Netze effizienter ausgenutzt und sicher betrieben werden.

- **Digitalisierung der Netze vorantreiben, dynamische Netzentgelte für Verbraucher einführen**

Die Digitalisierung der Netze kann eine schnelle und effiziente Sichtung und Nutzung bestehender und geplanter Netzkapazitäten durch die Anschlussnehmer ermöglichen und Mehrfachanfragen obsolet machen. Gleichzeitig überarbeitet die Bundesnetzagentur im AgNes-Prozess grundlegend die Netzentgeltsystematik. Die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Verbraucher kann den Ausbau von (Heim-)Speichern, Wärmepumpen, Wallboxen und E-Autos anreizen und Flexibilitätpotenziale in der Industrie heben. Für Einspeiser sind dynamische Entgelte aus Gründen der Prognoseunschärfe und Projektfinanzierung nicht umsetzbar.^{42 43}

- **Flexibilitäten nutzen und Recht auf Überbauung ausbauen**

Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP), also die gemeinsame Nutzung eines Netzknotens mit einer Anlagenleistung, welche die maximale Einspeiseleistung des NVP überschreitet, ist technisch sicher umsetzbar und volkswirtschaftlich effizient. Der 2025 eingeführte § 8a EEG sollte Überbauungsprojekte ermöglichen. Nach über einem Jahr zeigt sich, dass die „Kann-Regelung“ in der Praxis nicht genutzt wird und viele Netzbetreiber keine Überbauungskonzepte anbieten. Daher braucht es ein Recht auf Überbauung für Anlagenbetreiber. Der Regierungsentwurf des Netzzanschlusspakets macht hierzu einen begrüßenswerten Aufschlag, dessen praktischer Effekt noch abzuwarten ist.

- **Netzausbau beschleunigen, Ertüchtigung von Verteilnetzen entbürokratisieren**

Der BWE und der VKU haben gemeinsam Positionen zur Ertüchtigung von Verteilnetzen entwickelt. Sie zeigen, dass der Netzausbau deutlich beschleunigt werden kann, wenn Genehmigungsanforderungen reduziert und z. B. geringfügige Ertüchtigungsmaßnahmen mit einer einfachen Bauanzeige anstelle eines aufwendigen Planfeststellungsverfahrens genehmigt würden. BWE und VKU haben dazu konkrete Formulierungsvorschläge erarbeitet.⁴⁴

- **Einspeisung statt Erzeugung steuern**

Seit der Einführung des Redispatches 2.0 im Jahr 2021 sind Netzbetreiber verpflichtet, die

⁴¹ BWE (03/2026): [Beschleunigungsagenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Reduzierung der Redispatchkosten](#).

⁴² BWE (03/2027): [Stellungnahme zu den Orientierungspunkten für Einspeiser](#).

⁴³ [Ergänzende Stellungnahme des BWE-Finanziererbeirats](#).

⁴⁴ BWE und VKU (02/2026): [Positionspapier zur Ertüchtigung von Verteilnetzen](#).

Wirkleistungserzeugung anstelle der Einspeisung einer Anlage abzuregeln. Dadurch können in Zeiten von Netzengpässen keine co-located Batteriespeicher geladen werden. Es entstehen vermeidbare Redispatch-Kosten und Grünstrom geht verloren. Durch eine Korrektur auf die frühere Formulierung, welche an die Einspeisung anstelle der Erzeugung anknüpfte, wäre dieser Systemfehler behoben.

- **Anreizregulierung beibehalten, Energiewendeleistung berücksichtigen**

Die Bundesnetzagentur hat 2025 eine Festlegung zur Anreizregulierung der Netzbetreiber getroffen (NEST-Prozess). Dadurch entsteht ab 2029 ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber, Netzengpässe zu vermeiden, da sie sonst teilweise die Kosten des Engpassmanagements selbst zahlen müssten. Bisher können sie als sog. „dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten“ über die Netzentgelte an die Verbraucher durchgereicht werden. An diesem sinnvollen Anreiz muss unbedingt festgehalten werden. Gleichzeitig kann die Energiewendeleistung einiger Netzbetreiber adäquat berücksichtigt werden, wenn die EE-Anschlussleistung der letzten Jahre ins Verhältnis zum Abregelungsvolumen gesetzt wird.

- **Einheitlichen Reservierungsmechanismus und Netztransparenz einführen, Windhundprinzip überarbeiten**

Wie bereits in der Stellungnahme ausgeführt, fordert der BWE seit Langem einen bundeseinheitlichen Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip und eine Verbesserung der Netztransparenz. Der notwendige Nachbesserungsbedarf im Gesetzestext ist in Kapitel 3.4.2 beschrieben.

- **„Nutzen statt Abregeln“ nutzbar machen!**

Durch § 13k Nutzen statt Abregeln sollen netzengpassbedingte Abregelungen reduziert und der Abregelungsstrom sinnvollerweise in Entlastungsregionen vor Ort verbraucht werden. In der Erprobungsphase wurde das Entlastungspotenzial von fünf Terawattstunden Strom nur zu 0,06 Prozent (0,003 TWh), nämlich von einer einzigen Anlage, genutzt. Die Übertragungsnetzbetreiber berichteten Anfang 2026 von den Hürden: restriktive Teilnahmebedingungen, hohe Opportunitätskosten und ein schleppender Wasserstoffhochlauf.⁴⁵ Angesichts des enormen Potenzials sollte das Instrument zeitnah praxistauglich überarbeitet werden. Die Erkenntnisse der Übertragungsnetzbetreiber und der Branche liegen vor.

⁴⁵ Netztransparenz.de (01/2026): [Informationsveranstaltung zu §13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“](#).

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpersonen

Tristan Stengel | Fachreferent Netze | t.stengel@wind-energie.de
Hannes Moser | Justiziar | h.moser@wind-energie.de
Jakob Korenke | Referent Politik | j.korenke@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Hannes Moser | Justiziar
Jakob Korenke | Referent Politik
Laura Sophie Hemper | Justiziarin
Philine Derouiche | Leiterin Justizariat
Tristan Stengel | Fachreferent Netze

Datum

04. September 2026