

STELLUNGNAHME

Netzanschlusspaket – "Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens"

Stellungnahme vom 22. Juli 2026 im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung

Inhalt

1	Vorwort	3
2	Neues Netzanschlussverfahren der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der Vorgabe der EU-Strommarktrichtlinie & (De-)Priorisierung von Netzanschlussbegehren nach gesetzlichen Kriterien	4
3	Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung bei Kapazitätsmängeln	5
4	Generelle Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung bei Netzanschlüssen Wind an Land und PV-Freifläche ab 2027	6
5	Modifizierter Netzanschlussanspruch von EE-Neuanschlüssen an engpassbehafteten Umspannwerken (gedeckelter Verzicht auf finanziellen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen)	7
6	Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur, Baukostenzuschüsse zur Netzfinanzierung auch von Erzeugungsanlagen verlangen zu können sowie entsprechende Aufhebung des gesetzlichen Verbots	9
7	Vollständige Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens	10
8	Schaffung von Transparenz über freie Netzanschlusskapazitäten und Schaffung eines Netzbetreiber-Online-Tools zur Einholung einer unverbindlichen Netzanschlusssauskunft	11
9	Reservierungs- und Freigaberegime für Netzanschlusskapazität auf Verteilnetzebene	11

1 Vorwort

Die Bundesregierung bekennt sich mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem ambitionierten Ausbaupfad von Wind- und Solarenergie. Dieser ist vor dem Hintergrund der geopolitischen Risiken infolge der Kriege in der Ukraine und dem Nahen Osten und den Verwerfungen an den fossilen Energiemärkten von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung für den Standort Deutschland. Die vorgeschlagenen Regelungen des Netzanschlusspakets setzen jedoch nicht das dringend erforderliche Signal für einen beschleunigten Stromnetzausbau und effizienteren Stromnetzbetrieb, sondern bremsen die Energiewende aus und erhöhen Risiken und Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Vor diesem Hintergrund sind substantielle Anpassungen erforderlich.

Wir begrüßen grundsätzlich das Ziel des vorliegenden Gesetzentwurfs zum Netzanschlusspaket, die Verfahren zum Netzanschluss transparenter zu gestalten und die Digitalisierung in diesem Bereich voranzutreiben. Eine Weiterentwicklung des bestehenden Rechtsrahmens ist angesichts der zunehmend begrenzten Anschlusskapazitäten bei einer steigenden Anzahl an Netzanschlussbegehren dringend erforderlich.

Die Frage, wie der Ausbau der Erneuerbaren an die unzureichende Modernisierung der Netzinfrastuktur angepasst werden soll, setzt jedoch die falschen Prioritäten. Das eigentliche Problem liegt in einem zu kurzsichtigen beziehungsweise zu langsamen Netzausbau und der ineffizienten Nutzung der vorhandenen Kapazitäten der Netzinfrastuktur. Um letzteres zu verbessern, braucht es vor allem drei Hebel:

- eine konsequente Digitalisierung des Netzbetriebs,
- eine verstärkte Flexibilisierung von Erzeugung, Verbrauch und Speichern sowie
- eine vorausschauende Elektrifizierung, die den Netzausbau von Anfang an mitdenkt.

Strukturelle Engpässe im Netz lassen sich somit nur durch einen konsequent beschleunigten Netzausbau in Kombination mit einem intelligenteren, digitalisierten Netzbetrieb wirksam beheben. Wir begrüßen daher, dass der Koalitionsausschuss bis zum Ende des Jahres ein Verteilnetzpaket angekündigt hat, wonach der Netzausbau im Verteilnetz massiv beschleunigt werden und die Digitalisierung vorangebracht werden soll.

Das Instrument des Redispatch-Vorbehalts in Verbindung mit „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ (§ 14 Abs. 1d) ist grundsätzlich nicht geeignet, die Effizienz beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erhöhen. Selbst wenn man annähme, dass das Konzept eine sinnvolle räumliche Steuerungsfunktion ausüben könnte, um in echten Redispatch-Hotspots bis zur erforderlichen Kapazitätserweiterung der Netzinfrastuktur Erneuerbaren-Projekte einzuschränken, so sind die vorgeschlagenen Parameter nicht zielführend. Die vorgesehene Auslöseschwelle von lediglich 5 Prozent ist zu niedrig angesetzt und nimmt in Kauf, dass großflächig und nicht nur an den eigentlich gewünschten Hotspots Engpassgebiete ausgewiesen werden. Das Risiko, für bis zu sechs Jahre auf bis zu ein Fünftel der Einnahmen in Form des finanziellen Ausgleichs bei Abregelungen verzichten zu müssen, schafft für Investoren Unsicherheiten, die den Ausbau der Erneuerbaren erheblich verteuern und in Summe zu verlangsamen drohen.

Insgesamt fällt auf, dass der Erfüllungsaufwand durch die Bundesnetzagentur, vor allem durch den RD-Vorbehalt, recht hoch ist. Die jährlichen Kosten werden mit 1,7 Mio. Euro geschätzt. Anstatt zusätzliche, hochkomplexe bürokratische Steuerungsinstrumente zu schaffen, sollten daher marktgerechte Anreize wie lokale, marktbasierende Strompreissignale genutzt werden. Diese lenken die Standortwahl für neue Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen deutlich effizienter und erfordern weniger administrativen Verwaltungsaufwand.

Vor diesem Hintergrund nehmen wir zu den einzelnen Regelungen des Entwurfs wie folgt Stellung.

Als Gliederungsgrundlage dient die Aufzählung der Regelungsgegenstände aus der E-Mail vom 17. Juli 2026. Aufgrund der äußerst kurzen Frist für die Stellungnahme, können dabei nicht alle Punkte gewürdigt werden.

2 Neues Netzanschlussverfahren der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der Vorgabe der EU-Strommarktrichtlinie & (De-)Priorisierung von Netzanschlussbegehren nach gesetzlichen Kriterien

Die geplante Ausweitung der Netzanschlussverfahren um Priorisierungsmöglichkeiten für Übertragungsnetzbetreiber ist grundsätzlich zu begrüßen, betrifft jedoch mit der Anschlussreihenfolge ein hochsensibles Thema von immenser Bedeutung für Gesellschaft, Energiewende und Wirtschaftsstandort – und erfordert daher klare politische Leitplanken sowie einen umfassenden Konsultationsprozess. Der neu einzufügende § 17b Absatz 1 EnWG gibt den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit, im Rahmen der Neuausrichtung ihrer Netzanschlussverfahren (Verfahren ist geregelt in §17a EnWG) auch eine Priorisierung bestimmter Netzanschlussbegehren vorzusehen. Auch eine Reservierung freier Anschlusskapazitäten ist vorgesehen.

Angesichts zunehmend knapper Netzressourcen – insbesondere bei Schaltfeldern der Übertragungsnetzbetreiber – ist es folgerichtig und notwendig, das Anschlussverfahren auszuweiten und Anschlussbegehren neben dem Reifegrad untereinander abzuwägen. Zugleich handelt es sich hierbei um ein hochsensibles Unterfangen: Es geht um nicht weniger als die Anschlussreihenfolge, die gerade bei knappen Kapazitäten von immenser Bedeutung ist – für die Gesellschaft, für die Energiewende und für den Wirtschaftsstandort Deutschland insgesamt.

Vor diesem Hintergrund reicht es nicht aus, die Genehmigungspflicht des Netzanschlussverfahrens durch die Bundesnetzagentur lediglich als Umsetzung einer EU-Vorgabe im nationalen Recht zu verankern. Vielmehr bedarf es klarer politischer Leitplanken über die Gewichtung der von den Übertragungsnetzbetreibern anzuwendenden Kriterien sowie entsprechender Begleitprozesse zur Konsultation. Positiv hervorzuheben ist, dass der Gesetzentwurf Kriterien vorgibt, die die Übertragungsnetzbetreiber in ihre Grundsätze übernehmen müssen.

Neben Kriterien wie beispielsweise „die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ und „Ausweisungen von Flächen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen“ wird dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans dabei eine zentrale, bislang nicht vorgesehene Rolle zugewiesen. Die Entwurfsbegründung führt hierzu aus, dass über ihn unterschiedlichste Anschlussbegehren in eine Balance hinsichtlich der Erreichung industrie- und klimapolitischer Ziele gebracht werden können; insbesondere dort, wo keine gesetzlichen Ziele existieren oder sie absehbar erfüllt werden, soll der Szenariorahmen bei der Priorisierung von Anschlussbegehren herangezogen werden. Damit wird den Übertragungsnetzbetreibern auferlegt, die Priorisierung nach einem selbst aufgestellten und von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen vorzunehmen. Ein ursprünglich top-down angelegtes Planungsinstrument für den Netzausbau wird so zum Taktgeber für Netzanschlüsse. Damit avanciert der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes faktisch zum Politikum. Dies erfordert einen deutlich weitreichenderen Konsultationsprozess als bisher – mit dem Blick auf die Netzplanung – vorgesehen, der sicherstellt, dass der Netzausbau tatsächlich im gesellschaftlichen Interesse erfolgt.

Die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, Netzanschlussbegehren eigenständig zu priorisieren, birgt die große Gefahr eines Flickenteppichs uneinheitlicher Vorgehensweisen – dies gilt umso mehr, als die Regionalszenarien als eines der hierfür heranzuziehenden Kriterien in ihrer derzeitigen Ausgestaltung ungeeignet sind. § 17c Absatz 2 öffnet die Möglichkeit zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren auch für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, indem grundsätzlich das von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelte und von der Bundesnetzagentur genehmigte Priorisierungskonzept übernommen wird. Dies erfordert eine Anzeige bei der zuständigen Regulierungsbehörde sowie entsprechende Veröffentlichungen. Satz 3 stellt klar, dass auch Bedarfe aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz herangezogen werden können. Darüber hinaus können Verteilnetzbetreiber, die zur Erstellung eines Regionalszenarios nach § 14d Absatz 3 verpflichtet sind, dieses ebenfalls zur Grundlage einer Priorisierung machen.

Die Anlehnung an das genehmigte Konzept ändert nichts daran, dass mit den Regionalszenarien ein zusätzliches, bislang kaum kontrolliertes Kriterium eingeführt wird. Anders als der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes durchlaufen die Regionalszenarien, die die Grundlage für die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber darstellen, kein Konsultationsverfahren – sie entstehen ohne Einbindung der Öffentlichkeit und der betroffenen Anschlussnehmer. Wenn die Regionalszenarien, die von den Verteilnetzbetreibern erstellt und nicht mal von der Bundesnetzagentur genehmigt werden muss, zur Grundlage von Priorisierungsentscheidungen wird, ist das nicht hinnehmbar. Sofern Regionalszenarien als Kriterium herangezogen werden, muss eine umfangreiche und niedrigschwellige Konsultation zwingend vorgeschrieben werden.

Die derzeitige Praxis zeigt, wie weit man davon entfernt ist: Von sechs existierenden Regionalszenarien werden bislang nur VNB mit über 100.000 Kunden in die Erstellung eingebunden. Eine breite Konsultation aller Anschlussnehmer würde einen erheblichen Mehraufwand bedeuten, der im Entwurf bislang nicht vorgesehen ist. Ohne verbindliche Nachschärfung drohen die Regionalszenarien zu einem intransparenten Hebel zu werden, über den Verteilnetzbetreiber Priorisierungs-entscheidungen treffen, die sich der Kontrolle der Betroffenen entziehen.

3 Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung bei Kapazitätsmängeln

Die vorgesehene Möglichkeit einer begrenzten Anschlusslösung ist bedauerlicherweise notwendig und kann in Grenzen sinnvoll sein, erfordert jedoch eine strikte Kontrolle durch die Bundesnetzagentur und konkretisierte Prüfkriterien – denn Netzbetreiber werden naturgemäß dazu tendieren, stärkere Einschränkungen anzusetzen als tatsächlich erforderlich, und so den Zugang faktisch erschweren. Der Grundgedanke eine begrenzte Anschlusslösung zu ermöglichen, anstatt den Anschluss vollständig zu verweigern, ist gut und kann, bei guter Ausgestaltung, beispielsweise den zügigen Zubau von Speichern unterstützen.

Kritisch zu hinterfragen ist jedoch die praktische Ausgestaltung der Prüfkompetenz der Bundesnetzagentur. Es fehlt an konkretisierten, überprüfbaren Kriterien dafür, wann eine „künftige Einschränkung der verfügbaren Netzkapazität“ tatsächlich vorliegt und wann eine Genehmigung zu versagen ist. Ohne belastbare, methodisch einheitliche Prüfmaßstäbe besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber im Zweifel konservative Kapazitätsannahmen zugrunde legen und auf diesem Weg strukturell geringere Anschlussleistungen durchsetzen, als tatsächlich netztechnisch erforderlich wäre.

Dies wäre nicht nur mit Blick auf den Zubau von Speichern – die als Flexibilitätsoption für die Energiewende zentral sind – kontraproduktiv, sondern liefere letztlich auch den Interessen der Netzbetreiber selbst zuwider:

Eine systematische Zurückhaltung bei der Vergabe von Anschlusskapazität würde den Bedarf an anderen, ggf. aufwändigeren Formen der Netzflexibilisierung (Redispatch, Lastmanagement, Netzausbau) erhöhen – Instrumente, die ebenfalls regulatorischen und finanziellen Aufwand bei den Netzbetreibern erzeugen.

Es sollte klargestellt werden,

- nach welchen transparenten, diskriminierungsfreien Kriterien die Bundesnetzagentur die Genehmigung erteilt oder versagt,
- dass eine Begründungspflicht des Netzbetreibers besteht, die eine Nachprüfbarkeit der behaupteten Kapazitätsengpässe ermöglicht (etwa durch Offenlegung der zugrundeliegenden Lastflussberechnungen),
- und dass eine regelmäßige Berichtspflicht oder Monitoring-Funktion der Bundesnetzagentur vorgesehen wird, um systematische Verzögerungstaktiken frühzeitig zu erkennen.

Erst durch klare, überprüfbare Kriterien kann die neue Regelung ihre eigentliche Funktion erfüllen: einen verlässlichen Rahmen zu schaffen, der sowohl den Netzbetreibern Planungssicherheit gibt als auch den Speicherzubau nicht gefährdet.

4 Generelle Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung bei Netzanschlüssen Wind an Land und PV-Freifläche ab 2027

Die geplante Wirkleistungsbegrenzung am Netzverknüpfungspunkt kann ein Beitrag zur effizienten Netzauslegung sein; wir sehen jedoch Klärungsbedarf bei einer verzerrungsfreien Ausgestaltung des Referenzertragsmodells. Wir halten die geplante Begrenzung der Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt für sinnvoll, da eine Auslegung der Netzinfrastruktur auf seltene Volllastsituationen bis zur letzten Kilowattstunde nicht effizient ist und moderat begrenzte Einspeisespitzen Netzausbaukosten senken und Anschlüsse erleichtern können.

Der weitere Zuwachs an Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Hochlauf der elektrischen Last infolge der Elektrifizierung – verbunden mit einer Verlagerung von anderen Energiesystemen (z.B. Gas, Tankstelle) in das Stromsystem – erfordert, dass Netzplanung neu gedacht wird: Das Netz auf die letzte Kilowattstunde auszubauen ist schlicht zu teuer. Daher gilt es, Anschlussleistungen zu begrenzen, wenn damit nur geringe Energieverluste einhergehen, Flexibilität netzdienlich zu nutzen und beides systematisch in der Netzplanung zu berücksichtigen (NOXVA-Prinzip). § 8 Absatz 1 Satz 4 sieht vor diesem Hintergrund eine Begrenzung der Wirkleistungsanpassung für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land vor; wir begrüßen, dass diesem Umstand auch bei der Netzplanung Rechnung getragen wird und Berücksichtigung findet. Vor diesem Hintergrund stellt sich zudem die Frage, ob in § 8 Absatz 1 Satz 4 eine vergleichbare Spitzenkappung für PV-Dachanlagen als Planungsgrundlage zu ergänzen wäre.

Die konkret vorgeschlagenen Werte konnten in der kurzen Konsultationsfrist nicht umfassend auf ihre Angemessenheit geprüft werden, scheinen jedoch auf den ersten Blick vertretbar.

Mit Blick auf das Referenzertragsmodell sollte sichergestellt werden, dass netzbedingte Leistungsbegrenzungen, die standortabhängig unterschiedlich stark wirken und windreiche Standorte häufiger betreffen können, die Standortgüte nicht verzerren. Entweder sollten diese Begrenzungen bei der Berechnung der Standortgüte grundsätzlich ausgeklammert werden, oder es ist ein transparenter Korrekturmechanismus vorzusehen, der die Effekte netzbedingter Abregelungen systematisch herausrechnet.

5 Modifizierter Netzanschlussanspruch von EE-Neuanschlüssen an engpass-behafteten Umspannwerken (gedeckelter Verzicht auf finanziellen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen)

Der Hebel zur Behebung struktureller Engpässe liegt in einem konsequent beschleunigten Netzausbau und einem intelligenteren, digitalisierten Netzbetrieb und damit der Nutzung von Flexibilität. Wir begrüßen daher ausdrücklich das für Ende des Jahres angekündigte Verteilnetzpaket als wichtiges politisches Datum, diese Themen konsequent voranzubringen. Der Redispatch-Vorbehalt ist trotz punktueller Verbesserungen gegenüber früheren Entwürfen ungeeignet¹. Der Vorschlag setzt an der falschen Stelle an. Die zentrale Frage darf nicht lauten, wie der Ausbau der Erneuerbaren gebremst oder an knappe Netzkapazitäten angepasst werden muss – sondern wie das Netz selbst leistungsfähiger wird.

Der eigentliche Hebel zur Behebung struktureller Engpässe liegt in einem konsequent beschleunigten Netzausbau und einem intelligenteren, digitalisierten Netzbetrieb. Darüber hinaus sollten statt zusätzlicher bürokratischer Steuerungsinstrumente lokale, marktbasierte Strompreissignale genutzt werden, da sie die Standortwahl neuer Anlagen effizienter und mit deutlich geringerem Verwaltungsaufwand lenken können.

In Bezug auf den Redispatch-Vorbehalt ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis weiterhin unklar: Der Gesetzentwurf stellt die Einsparung von Redispatch-Kosten in den Vordergrund (3,1 Mrd. Euro in 2025), blendet dabei aber aus, dass ein Teil dieser Kosten aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz anfällt und durch den Redispatch-Vorbehalt, der ausschließlich im Verteilnetz ansetzt, nicht direkt adressiert wird.

Zudem wird die tatsächliche Ausgangslage verzerrt dargestellt. Der weit überwiegende Teil des in Deutschland erzeugten EE-Stroms gelangt verlässlich zu den Verbrauchern: Der entsprechende Wert liegt seit mehreren Jahren stabil bei 96 bis 97 Prozent. Im Umkehrschluss werden nur 3 bis 4 Prozent der möglichen Erzeugungsmenge engpassbedingt abgeregelt. Engpassmanagement und Redispatch sind dabei integraler Bestandteil eines effizienten Netzbetriebs: Es ist seit Jahren anerkannte Planungspraxis, eine Abregelung von bis zu drei Prozent der jährlichen Erneuerbaren-Energien-Erzeugung in Kauf zu nehmen, weil ein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ häufig teurer wäre als gelegentliche Abregelung. Auch die Übertragungsnetzbetreiber haben sich zuletzt im Netzentwicklungsplan 2025 dafür ausgesprochen, stärker auf Engpassmanagement zu setzen.

Unbeantwortet bleibt hingegen, welche Kostensteigerungen durch verschlechterte Finanzierungsbedingungen und höhere Gebote in Ausschreibungen infolge des Redispatch-Vorbehalts zu erwarten sind. Die Entwurfsbegründung benennt das Problem selbst zutreffend, ohne es zu lösen:

„Durch die Maßnahmen kann es unter bestimmten Umständen zu Kostensteigerungen im EEG kommen, diese sind jedoch u.a. abhängig vom Ausmaß der räumlichen Verteilungseffekte in Folge der Maßnahmen, dem Gebotsverhalten der Bieter in den EEG-Ausschreibungen und der Entwicklung der Marktwerte für erneuerbare Stromerzeugung und können daher weder bezüglich ihres Eintretens noch bezüglich der etwaigen Höhe seriös beziffert werden.“

Klar ist jedoch: Die heute günstigen Finanzierungskosten sind ein wertvoller Standortfaktor für den Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland und tragen maßgeblich zu niedrigen Stromgestehungskosten bei. Deutschland sollte diesen Standortvorteil wahren.

Wenn ein Netzgebiet bereits ab einer Abregelungsquote von fünf Prozent als Engpassgebiet eingestuft wird, sind weite Teile des Netzes betroffen. Darüber hinaus macht mangelnde Transparenz den Blick in die

¹ <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/warum-der-geplante-redispatch-vorbehalt-fuer-erneuerbare-die-energiewende-ausbremst>

Zukunft unmöglich. Und das ist entscheidend, denn es gilt: Je mehr Gebiete als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden, desto teurer wird der Ausbau der Erneuerbaren und desto unwahrscheinlicher wird das Erreichen der Ausbauziele². Mehr noch: schon das Risiko für einen Investor, dass der Netzanschluss des geplanten Projektes während der Planungsphase unter Redispatch-Vorbehalt gestellt wird, erhöht Risiken und Finanzierungskosten. Eine belastbare transparente Gebietsabschätzung ist daher unverzichtbar – diese bleibt die Bundesregierung jedoch weiterhin schuldig.

Die in den Erläuterungen beigelegte ursprüngliche Folgenabschätzung zur 3-Prozent-Schwelle (basierend auf 40 Verteilnetzbetreibern und 100 betroffenen Gebieten) wurde im neuen Entwurf nicht an die nunmehr vorgeschlagene 5-Prozent-Schwelle angepasst. Eine belastbare Abschätzung der tatsächlichen Auswirkungen fehlt damit. Hinzu kommt, dass jede Analyse den Blick in die Zukunft vermissen lässt: Da ausschließlich die Netzbetreiber Kenntnis über die tatsächliche und prognostizierte Netzauslastung haben, ist eine externe Überprüfung derzeit nicht möglich. Bemerkenswerterweise enthält der Entwurf keinerlei Vorschläge, um diese Transparenzlücke zu schließen.

Unsere eigenen Berechnungen auf Grundlage von Consentec-Analysen³ am Beispiel von Schleswig-Holstein-Netz verdeutlichen die Tragweite: Bei einer Schwelle von 3 Prozent wäre im windschwachen Jahr 2025 jede vierte Gemeinde betroffen gewesen. Selbst bei einer Schwelle von 5 Prozent wäre noch jede sechste Gemeinde betroffen, also weiterhin ein erheblicher Teil einer für den EE-Ausbau zentralen Region.

Anmerkungen zu einzelnen Ausgestaltungsdetails:

- Anhebung der Schwelle von 3 auf 5 Prozent: Dies ist ein Schritt in die richtige Richtung, reicht jedoch wie dargelegt nicht aus, um das Instrument tatsächlich auf echte, seltene Engpassgebiete zu begrenzen. Klar ist auch, dass Netzbetreiber Einfluss darauf nehmen können, ob die Auslöseschwelle überschritten wird oder nicht, indem sie Netzausbau verzögern oder Stromflüsse ändern. Dies ist vor dem Hintergrund eines Eigeninteresses der Netzbetreiber kritisch zu sehen: Da sie sich perspektivisch – im Rahmen der geplanten RAMEN-Regelung – an ihren Redispatch-Kosten im Effizienzvergleich messen lassen müssen, besteht ein Anreiz Redispatch-Gebiete auszuweisen. Dies erfordert eine genaue Überprüfung der Gebietsausweisung durch die Bundesnetzagentur.
- Spanne von 10 bis 20 Prozent beim Entfall des finanziellen Ausgleichs: Die Bandbreite ist weiterhin sehr groß und damit erheblich für den Business Case von EE-Projekten und einen kostengünstigen EE-Ausbau. Auch vor dem Hintergrund der europarechtlichen Bewertung sollte die Drohkulisse nicht zu hoch aufgebaut werden, da sie sonst dem Grundsatz der Wahlfreiheit entgegensteht. Zudem bleibt es bei einer einseitigen Risikoverteilung: Nur Anlagenbetreiber tragen ein finanzielles Risiko, während Netzbetreiber im Falle einer nicht fristgerechten Erfüllung ihrer Ausbaupflicht sanktionslos bleiben. Darüber hinaus muss bei der Instrumentenausgestaltung in der Wechselwirkung zwischen FCAs (§ 8a EEG) und dem Redispatch-Vorbehalt sichergestellt sein, dass sich der Ausgangswert des jährlichen Stromertrages nicht, aufgrund einer anschlussoptimierende Leistungsbegrenzung verringert
- Dauer der Gebietsausweisung: Eine Geltung des Redispatchvorbehalts von sechs Jahren ist sehr lang bemessen, da der Verteilnetzausbau weiter beschleunigt werden soll (KOA-Beschluss sieht eine Halbierung der Realisierungsdauern von Ausbauprojekten vor⁴), sich Engpässe oftmals im Vorfeld abzeichnen und die entsprechende Planung zum Zeitpunkt der Ausweisung bereits weit fortgeschritten sein kann. Die vorgesehene Mindestdauer von 3 Jahren vor einer möglichen Aufhebung ist ebenfalls nicht sachgerecht. Es sind zahlreiche Konstellationen denkbar, die eine umgehende Aufhebung rechtfertigen würden – etwa nach

2 Aurora Energy Research zum Redispatch-Vorbehalt (Februar 2026)

3 Consentec im Auftrag von Agora (2026), Ausmaß und Entwicklung von Netzengpassgebieten unter Berücksichtigung von Aufgriffsschwellen und EE-Technologien

4 <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/2196306/2445592/bc8e5e160d879f0bdd593121a96a45d2/2026-07-02-koaausschuss-data.pdf>

erfolgreichem Abschluss einer Netzverstärkungsmaßnahme. Gerade solche Abschnitte sind prädestiniert dafür, zügig neue EE-Anlagen aufzunehmen, was durch eine starre Mindestfrist konterkariert wird.

- Technologiedifferenzierung: Die vorgesehene technologiespezifische Ausweisung (getrennt nach Wind/PV) ist eine sinnvolle Korrektur, wie sie auch in unserem früheren Beitrag gefordert wurde.
- Anzeigetermin 31. März: Die Frage, ob ein Gebiet als kapazitätslimitiert ausgewiesen wird, muss für Projektierer vorhersehbar sein. Es muss vermieden werden, dass Planungskapazitäten in Projekte investiert werden, die später aufgrund eines nachträglich greifenden Redispatch-Vorbehalts nicht umgesetzt werden können. Den Status „ohne RD-Vorbehalt“ kann sich ein Projektierer sichern, indem er die Zuweisung des Netzanschlusspunktes erhält. Es ist unglücklich, dass aufgrund einer „Hop-oder-Top“-Deadline für die Ausweisung der Gebiete, die sich von außen nicht vorab antizipieren lassen, weitere Druck auf den Netzanschlussprozess ausgeübt wird.
- Pflicht der Netzbetreiber: Zwar wird die Verpflichtung des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau in den als kapazitätslimitiert ausgewiesenen Netzgebieten explizit genannt, diese Pflicht besteht jedoch nach § 11 EnWG ohnehin bereits im Falle von Engpässen. Es handelt sich damit lediglich um eine deklaratorische Wiederholung des Status quo, ohne dass hieraus eine zusätzliche, konkretisierte Verbindlichkeit für die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete folgt.
- EU-Rechtskonformität des Redispatch-Vorbehalts: Nach der Einschätzung der Stiftung Klima und Umweltrecht dürfte der Redispatch-Vorbehalt nicht unionsrechtskonform sein, da die einschlägigen EU-rechtlichen Vorgaben eine Freiwilligkeit der Teilnahme an entsprechenden Flexibilitätsmechanismen voraussetzen. Eine verpflichtende Auferlegung des Redispatch-Vorbehalts als Bedingung für den Netzanschluss steht in Widerspruch zu diesem Grundsatz.

6 Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur, Baukostenzuschüsse zur Netzfinanzierung auch von Erzeugungsanlagen verlangen zu können sowie entsprechende Aufhebung des gesetzlichen Verbots

Regional differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ) könnten als Steuerungsinstrument für die Standortwahl von EE-Anlagen dienen, werfen jedoch Bedenken hinsichtlich Kostenwirkung, Verfahrenssicherheit und Kohärenz mit anderen Instrumenten auf. Das Instrument von regional differenzierten Baukostenzuschüssen (BKZ) kann ein regionales Steuerungsinstrument für EE-Anlagen sein. Allerdings ergeben sich mehrere praktische und systemische Bedenken:

- Kostenwirkung und EEG-Konto: Eine verstärkte Kostenbeteiligung verteuert den EE-Zubau tendenziell. Auswirkungen auf das EEG-Konto (etwa über höhere Förderbedarfe bei Ausschreibungen oder Anpassungsreaktionen der Bieter) sind vorprogrammiert und können daher nicht einfach ausgeschlossen werden.
- Verfahrenssicherheit und Planbarkeit: Zentral ist, dass der Anschlussprozess durch die Prüfung und Bemessung von BKZ nicht verzögert wird. Zudem sollten Anschlusspetenten bereits vor Teilnahme an einer Ausschreibung eine hinreichend verlässliche Größenordnung der zu erwartenden BKZ kennen.
- Kohärenz mit anderen Steuerungsinstrumenten: Es bleibt zu klären, wie sich BKZ zu anderen bereits existierenden oder geplanten Steuerungsmechanismen verhalten. Ohne klare Abgrenzung und Zusammenspiel dieser Instrumente drohen Doppelsteuerungen, widersprüchliche Anreize oder zumindest erhebliche Intransparenz für Anschlusspetenten.

BKZ für Erzeuger werden bereits seit Frühjahr 2025 intensiv im AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur diskutiert und in Kürze konsultiert. Insgesamt ist zu beobachten, dass die Standortsteuerung zunehmend über eine Vielzahl bürokratischer Einzelinstrumente (BKZ, RD-Vorbehalt, dynNE, Kostenbeteiligungen, Nutzen statt Abregeln) gelöst werden soll, deren Zusammenspiel komplex und für Marktteilnehmer schwer antizipierbar ist.

Eine Alternative wäre, stärker auf lokal differenzierte, marktliche Preissignale zu setzen, die die Standortallokation direkter, transparenter und mit geringerem administrativem Aufwand lösen könnten. Es sollte daher geprüft werden, ob marktbasierende Ansätze mittelfristig einen Teil der bürokratischen Einzellösungen ersetzen oder zumindest deutlich vereinfachen können.

7 Vollständige Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens

Die weitere Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens ist wichtig und sollte auf Datenräume statt dezentrale Datensilos setzen – ergänzt um ein Monitoring, das Verfahrensfortschritte transparent macht und veraltete Veröffentlichungspflichten ersetzt. Die vollständige Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens bei den Verteilnetzbetreibern für alle Anlagentypen ist ausdrücklich zu begrüßen. Bislang existiert ein solch digitalisierter Prozess lediglich für die Niederspannung. Die vorgesehene Plattform, die zum 1. Januar 2028 geschaffen werden soll, sieht abgestimmte Prozesse hinsichtlich Schritten, Inhalten und Formaten vor. Diese Entwicklung ist zu begrüßen, da im Rahmen des Netzanschlussprozesses immer wieder Frust auf beiden Seiten entsteht: Weil Anforderungen nicht klar sind oder Informationen fehlen, verzögern sich Verfahren, und Fälle müssen mehrfach angefasst werden.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Schaffung zentraler Register entspricht demgegenüber einem Dateninfrastruktur-Paradigma, das konzeptionell noch aus den 1990er-Jahren stammt und Nachteile hinsichtlich Datenschutzes, Datensicherheit, Aktualität sowie Zugriffs- und Kontrollrechten mit sich bringt. Der zeitgemäße Ansatz besteht demgegenüber in der dezentralen Bereitstellung von Daten in vertrauenswürdigen Datenräumen, in denen berechnete Akteure gezielt und kontrolliert Zugriff erhalten, ohne dass eine physische Zusammenführung der Daten notwendig wäre. In diese Richtung weisen die Vorschläge des Dateninstituts des Bundes („Mit klarer Struktur zu mehr Tempo“)⁵ sowie der vom Future Energy Lab der dena entwickelte „Use Case Energie“⁶, der exemplarisch zeigt, welche Effizienz- und Innovationspotenziale ein datenraumbasierter Ansatz für den Energiesektor bietet.

Aus pragmatischen Gründen sollte die Gesetzgebung im vorliegenden Verfahren zunächst nicht auf den kurzfristig noch nicht vollständig verfügbaren Datenraum-Ansatz setzen, um den Prozess nicht zu verzögern. Es sollte jedoch bereits jetzt konzeptionell mitgedacht und im Gesetzestext angelegt werden, dass eine mittelfristige Migration auf eine Datenraum-Architektur möglich bleibt – nicht nur für den hier geregelten Anwendungsfall, sondern für zahlreiche weitere Datenprozesse der Energiewirtschaft.

Die Netzanschlussbedarfe sind – insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Anschlusskapazitäten – ein Frühindikator für Entwicklungen in der Energiewirtschaft. In den vergangenen Jahren war zu beobachten, dass Netzbetreiber unter der Last der zahlreichen Anschlussbegehren ächzen. Um solche Entwicklungen frühzeitig zu erkennen, im Rahmen eines Qualitätsmanagements nutzbar zu machen und ein Benchmarking zwischen den Verteilnetzbetreibern zu ermöglichen, wie es auch die Bundesnetzagentur im Rahmen des Kriteriums der Energiewendekompetenz vorgesehen hat, wäre es wertvoll, beim Aufbau der Plattform zugleich einen Monitoringprozess zu etablieren. Dieser sollte berechtigten Akteuren ermöglichen, Analysen über den Fortschritt der Verfahren durchzuführen, etwa zur durchschnittlichen Prozessdauer je Anlagentyp. Auf dieser Grundlage könnten zudem die Veröffentlichungspflichten nach § 23c Abs. 1 Nr. 4 a–c EnWG entfallen, die ohnehin etwas aus der Zeit gefallen erscheinen.

5 <https://bmds.bund.de/service/publikationen/mit-klarer-struktur-zu-mehr-tempo>

6 future-energy-lab.de/projects/dateninstitut-use-case-energie/

8 Schaffung von Transparenz über freie Netzanschlusskapazitäten und Schaffung eines Netzbetreiber-Online-Tools zur Einholung einer unverbindlichen Netzanschlusssaukunft

Die geplanten Vorgaben zur Darstellung verfügbarer Netzkapazitäten sowie zum Auskunftsprozess über freie Netzanschlusspunkte sind grundsätzlich zu begrüßen, leiden jedoch an mangelnder Verbindlichkeit und drohender Fragmentierung. Die angedachten Vorgaben zu § 17c EnWG, wonach Verteilnetzbetreiber verfügbare Netzkapazitäten unverbindlich auf ihrer Internetseite darstellen sollen, sowie der Auskunftsprozess, in dessen Rahmen sich Anschlussnehmer ab dem 1. Januar 2028 über den nächstgelegenen, freien Netzanschlusspunkt informieren können, sind gut gedacht. Aufgrund ihrer Unverbindlichkeit steht jedoch zu befürchten, dass die Qualität der Ergebnisse für die Anschlussuchenden nicht wirklich von Nutzen ist. Insgesamt ist mehr Standardisierung und Verbindlichkeit wünschenswert, um einen größeren Nutzen aus dem Aufwand ziehen zu können, den die Verteilnetzbetreiber hierfür betreiben müssen. Aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in Deutschland droht andernfalls eine fragmentierte Darstellung und Umsetzung zu entstehen. Das Ziel, einen zentralen Datenraum zu schaffen (vgl. Ausführungen zum Netzanschlussprozess), wäre auch hier wünschenswert. Zumindest sollte jedoch ein Branchenstandard erarbeitet werden.

9 Reservierungs- und Freigaberegime für Netzanschlusskapazität auf Verteilnetzebene

Die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, Netzkapazitäten zu reservieren, ist kritisch zu bewerten, es gilt noch einige Hausaufgaben zu erledigen, damit das Instrument seine gewünschte Wirkung entfalten kann. Dass Verteilnetzbetreiber Netzkapazitäten reservieren und damit freihalten dürfen, ist kritisch zu sehen. Nicht nachvollziehbar ist insbesondere, warum ein Reservierungsmechanismus überhaupt vorgesehen wird, wenn der zugrundeliegende Priorisierungsschritt selbst nur optional ausgestaltet ist. Ohne eine verbindliche und nachvollziehbare Priorisierungslogik besteht die Gefahr, dass die Reservierung zu einem Instrument mit erheblichem Ermessens- und Blockierungspotenzial wird, dessen Anwendung im Einzelfall für Anschlussbegehrende kaum vorhersehbar ist. Sinnvoller erscheint es, Reservierung und Priorisierung konsistent aneinander zu koppeln, sodass eine Reservierung nur dort zulässig ist, wo auch klare, verbindliche Kriterien für die Rangfolge der Anschlussbegehren bestehen.

- Gefahr der faktischen Kontingentierung: Die Möglichkeit, Netzanschlusskapazität zu reservieren, birgt das Risiko, dass sie faktisch wie eine Kontingentierung wirkt und damit den Zubau von EE-Anlagen behindert, statt ihn zu erleichtern. Es muss sichergestellt werden, dass die Reservierungslogik nicht zu einer Verknappung führt, die über die tatsächliche physikalische Netzkapazität hinausgeht, und dass verfallene oder nicht in Anspruch genommene Reservierungen zügig wieder freigegeben werden.
- Kostenhöhe darf nicht prohibitiv wirken: Die vorgesehene Gebühr für die Reservierung muss so bemessen sein, dass sie kleinere Akteure – etwa Bürgerenergieprojekte oder kleinere Projektierer – nicht faktisch vom Marktzugang ausschließt. Eine zu hohe Gebühr würde die Reservierungsmöglichkeit zu einem Instrument machen, das strukturell größere, finanzstärkere Akteure bevorzugt, was dem Ziel eines diskriminierungsfreien Netzzugangs zuwiderliefe.
- Transparenz nach außen: Ein Queue-Management-System entfaltet seinen Wert nur, wenn es auch für berechnigte Dritte einsehbar ist, welche Kapazitäten bereits reserviert sind, in welchem Umfang und mit welchem Projektfortschritt. Ohne diese Außentransparenz droht das System zu einer reinen internen Verwaltungslogik der Netzbetreiber zu werden, die für die eigentlichen Adressaten – die Anschlussbegehrenden – keinen Mehrwert an Planungssicherheit bietet.

Impressum

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de