

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Einführung

Die flächendeckende und konsequente Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Mobilität und Industrie stellt den zentralen Pfeiler für das Erreichen der Klimaneutralität sowie die Sicherung der industriellen Resilienz Deutschlands bis zum Jahr 2045 dar. Diese Transformation erfordert eine grundlegende Neuordnung unserer Energieinfrastruktur, bei der die Stromverteilnetze das unverzichtbare Rückgrat bilden. Während in der öffentlichen Debatte oft nur die großen Übertragungsnetze im Fokus stehen, findet die eigentliche Integration der Energiewende mit fast 53 Millionen Anschlusspunkten primär in den Verteilnetzen statt. Bereits heute stehen diese Netze ca. 60 Prozent der gesamten Netzkosten – ein Anteil, der aufgrund des massiven Modernisierungsbedarfs und des Anschlusses neuer Lasten bis 2045 voraussichtlich auf 70 Prozent ansteigen wird.

Angesichts dieser Entwicklungen droht ohne tiefgreifende Reformen ein massiver Kostenanstieg: Prognosen verdeutlichen, dass die jährlichen Netzsystemkosten bei einer bloßen Fortschreibung veralteter Planungslogiken von derzeit rund 30 Mrd. € auf über 70 Mrd. € im Jahr 2045 anwachsen könnten. Um diese Belastung bei gleichzeitig hohem Transformationstempo für den Industriestandort beherrschbar zu halten, ist eine hocheffiziente, systemische Verzahnung von Netzausbau, Speicherkapazitäten und Erneuerbaren Energien (EE) zwingend erforderlich.

Analysen zeigen, dass durch eine höhere Netzauslastung, eine effizientere Organisation und den Abbau überhöhter Renditen im Basisfall Kostensenkungspotenziale von bis zu 12,4 Mrd. € pro Jahr bis 2045 realisierbar sind. Voraussetzung dafür ist, dass diese Effizienzpotenziale konsequent gehoben und die Modernisierung der Netzinfrastuktur im Rahmen einer „Agenda 2030“ als zentrale nationale Aufgabe verstanden wird. Nur so lassen sich ambitionierte Klimaziele, Kosteneffizienz und die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts dauerhaft miteinander in Einklang bringen. Das Netzpaket sollte hierfür einen verlässlichen Rahmen setzen, der Investitionssicherheit gewährleistet und die Transformation der Energiewirtschaft unterstützt. Hierfür ist ein Paradigmenwechsel entscheidend: Weg von einer historisch gewachsenen, starren Versorgungsaufgabe hin zu einem hochgradig flexiblen Gesamtsystem, das die Potenziale von Digitalisierung und dezentralen Steuerungs- und Flexibilitätspotenzialen voll ausschöpft.

Festzuhalten ist allerdings auch: Digitalisierung, Flexibilisierung und intelligentes Netzmanagement können den erforderlichen Netzausbau jedoch nicht ersetzen, sondern nur effizient ergänzen. Für das Gelingen der Energiewende bleiben ein beschleunigter, vorausschauender und entschlossener Ausbau der Stromnetze sowie deren konsequente Modernisierung gleichermaßen erforderlich.

Kernpunkte

Aus Sicht des ZVEI sollten bei der Ausgestaltung des Netzpakets und der zukünftigen Verzahnung von Netz-, Erneuerbaren- und Speicherausbau folgende grundlegende Überlegungen Berücksichtigung finden:

- **Investitionssicherheit durch digitale Deutschlandgeschwindigkeit:** Statt den Ausbau erneuerbarer Energien einseitig durch Kapazitätsbeschränkungen zu begrenzen, braucht es weiterhin maximale Geschwindigkeit beim Netzausbau sowie eine konsequente Modernisierung des Netzbetriebs. Digitale

Netzzustandsüberwachung und Flexibilisierung können den Investitionsbedarf signifikant reduzieren und Effizienzpotenziale von bis zu 30 Prozent erschließen.

- **Weg vom regulatorischen Flickenteppich:** Für effiziente und planbare Bereitstellung von Netzanschlüssen braucht es verbindliche, bundesweit geltende und alle Netzebenen umfassende Vorgaben für eine Priorisierung von Netzanschlussbegehren
- **Prozessdigitalisierung:** Das Ambitionsniveau für die digitalen Netzanschlussverfahren muss deutlich erhöht werden. Statt Einzellösungen für jeden Netzbetreiber sollte eine zentrale Plattform für die Beantragung von Netzanschlüssen für alle Netzregionen und -ebenen eingeführt werden.

Anmerkungen des ZVEI zu ausgewählten Punkten

Grundsätzliche Einordnung

Maßnahmen zur Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Anlagenzubau sind eine zwingende systemische Notwendigkeit, da der Ausbau der Netzinfrastruktur aufgrund komplexer Planungsverfahren und baulicher Hemmnisse je nach Netzebene Realisierungsdauern von acht bis zwölf Jahren aufweist. Infolgedessen kann das Netzausbautempo mit dem dynamischen Hochlauf der Erneuerbaren Energien (EE) nicht Schritt halten, was zu steigenden Redispatch-Kosten führt, die letztlich über die Netzentgelte die Stromverbraucher belasten. Wie kritisch die Lage bereits heute ist, zeigt eine aktuelle Analyse: Bezogen auf das Jahr 2025 hätten bereits 90 Landkreise die ursprünglich im ersten Entwurf vorgesehene 3-Prozent-Schwelle überschritten und wären damit unmittelbar vom Redispatchvorbehalt betroffen gewesen.

Der nun vorliegende aktualisierte Referentenentwurf (Stand Juli 2026) sieht zwar vor, die Schwelle auf 5 Prozent der jährlichen Wirkleistungserzeugung anzuheben und die maximale Dauer der Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete von zehn auf sechs Jahre zu verkürzen. Diese Änderungen bleiben jedoch unzureichend und sind aus Sicht der Industrie nicht geeignet, die zentralen Kritikpunkte am Redispatchvorbehalt auszuräumen, denn die Anpassungen ändern nichts am Kern der Problematik: Der Entwurf begegnet den strukturellen Ausba verzögerungen weiterhin mit Instrumenten, die die bewährte Maßgabe „das Netz folgt der Anlage“ grundlegend in eine Logik der „Anlage folgt dem Netz“ umzukehren drohen.

Eine solche Abkehr vom unbedingten Netzanschlussvorrang gefährdet die Erreichung der Klimaziele massiv, da sie die Planungs- und Investitionssicherheit für Projektierer untergräbt. Auch die Modifikation des Entschädigungsanspruchs hin zu einem korridor gebundenen Verzicht von 10 bis 20 Prozent des Jahresertrags stellt lediglich eine marginale Verbesserung der Kalkulierbarkeit dar, zementiert aber die einseitige Risikoabwälzung auf die Anlagenbetreiber für Versäumnisse, die in der staatlichen Daseinsvorsorge liegen.

Anstatt den Zubau lediglich regulatorisch zu drosseln oder durch pauschale Wirkleistungskappungen von 70 Prozent bei PV-Freiflächenanlagen zu begrenzen, muss eine tragfähige Lösung die Auslastung der bestehenden Netze systematisch und durch technologische Innovationen erhöhen. Dies ist besonders kritisch angesichts einer massiven Antragsflut: Allein für Großbatteriespeicher liegen Anträge im Umfang von mehreren Hundert GW vor. Diese Akteure dürfen nicht länger nur administrativ durch veraltete Mechanismen wie das Windhundprinzip verwaltet werden, was zu einer Blockade der Kapazitäten durch spekulative Anfragen führt. Stattdessen müssen sie durch ein intelligentes Queue-Management, eine beschleunigte Prozessdigitalisierung und Anreize für systemdienliches Verhalten (wie das SAL-Konzept) so integriert werden, dass sie das Gesamtsystem entlasten, statt es zu blockieren.

Kritik am Redispatchvorbehalt

Der geplante Redispatchvorbehalt stellt trotz der im aktuellen Entwurf (Stand Juli 2026) vorgenommenen Anpassungen weiterhin einen massiven Rückschritt für die Investitionssicherheit dar und gefährdet durch schwer kalkulierbare Erlösrisiken die wirtschaftliche Basis der Energiewende.

Gefährdung der „Bankability“ und Investitionsstopp: Der neue Entwurf sieht vor, die Schwelle für die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete auf 5 Prozent anzuheben und die Dauer der Ausweisung auf sechs Jahre zu begrenzen. Diese Anpassungen reduzieren zwar den potenziell betroffenen Anlagenkreis, beseitigen jedoch keines der grundlegenden Investitions-, Finanzierungs- und Rechtsrisiken des Redispatchvorbehalts.

Auch die Einführung einer Deckelung, wonach Anlagenbetreiber lediglich auf einen Korridor von 10 bis 20 Prozent ihres Jahresertrags an Entschädigung verzichten müssen, ändert nichts an der Tatsache, dass ein einseitiger Eingriff in bestehende Ansprüche erfolgt.

Bei einer typischen Anlagenlaufzeit von 20 Jahren entsprechen sechs Jahre unkalkulierbarer Erlösrissen noch immer fast einem Drittel der Gesamtdauer. Für finanzierende Banken erschwert dies die Bewertung künftiger Cashflows erheblich und kann die Kreditfähigkeit betroffener Projekte deutlich beeinträchtigen; ein hoheitlich angeordneter Entschädigungsverzicht entzieht neuen Projekten weiterhin die notwendige Kalkulationsgrundlage. Das ursprünglich identifizierte Gefährdungspotenzial von 32 GW an EE-Leistung verdeutlicht die Dimension des Risikos, das nun – wenn auch für einen verringerten Anlagenkreis – einen weitreichenden Investitionsstopp in den betroffenen Regionen nach sich zu ziehen droht.

Zusätzliche wirtschaftliche Belastungen entstehen zudem durch die im Entwurf enthaltene Ermächtigung zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Erzeugungsanlagen. Die Kumulation aus Entschädigungsverzicht und neuen Baukostenzuschüssen verschlechtert die Wirtschaftlichkeit massiv und stellt die ökonomische Realisierbarkeit des Anschlusses in kapazitätslimitierten Gebieten vor erhebliche Hürden.

Erosion der Vorrangregeln und rechtliche Risiken: Mit dem vorliegenden Instrument wird der gesetzliche Einspeisevorrang für EE faktisch ausgehöhlt, was in direktem Widerspruch zu den Vorgaben des Unionsrechts steht. Die im aktuellen Entwurf vorgenommenen Anpassungen heilen diese Rechtsmängel nicht ab: Der Anspruch auf finanziellen Ausgleich bei nicht marktbasiertem Redispatch ist in Art. 13 Abs. 7 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO) unmittelbar anwendbar und abschließend geregelt. Da Verordnungen der Union Vorrang vor nationalem Recht genießen, darf der deutsche Gesetzgeber diesen Anspruch nicht materiell einschränken. Jede nationale Regelung, die den Entschädigungsanspruch dem Grunde nach beschneidet, ist potenziell unionsrechtswidrig.

Denn: Das Unionsrecht lässt einen Entschädigungswegfall nur zu, wenn der Betreiber einen Vertrag ohne Liefergarantie freiwillig „akzeptiert hat“. Laut eines aktuellen Gutachtens der Stiftung Umweltenergierecht setzt dies eine reale Wahlmöglichkeit voraus. Ein „Anschluss nur gegen Verzicht“ (auch wenn dieser auf 20 % gedeckelt ist) stellt jedoch eine strukturelle Zwangslage dar und ist somit keine freiwillige Entscheidung, sondern eine gesetzlich forcierte Nötigung.

Selbst die neue 5-Prozent-Schwelle ist unionsrechtlich nicht haltbar. Da die EBM-VO ein Redispatch-Volumen von bis zu 5 % bereits als „Normalfall“ einer effizienten Netzplanung betrachtet, darf eine Einschränkung des Netzanschlusses erst bei Engpässen erfolgen, die deutlich oberhalb dieser Marke liegen und zudem im Einzelfall konkret begründet werden müssen. Pauschale Gebietsausweisungen, wie sie der Entwurf weiterhin vorsieht, sind unzulässig.

Diese rechtliche Instabilität gefährdet die Flächenziele des Windenergie-flächenbedarfsgesetzes (WindBG) massiv. Wenn Windenergiegebiete durch rechtswidrige Redispatchvorbehalte entwertet werden, drohen diese Pläne planungsrechtlich „funktionslos“ und damit unwirksam zu werden. Dies setzt die Bundesrepublik nicht nur dem Risiko von Vertragsverletzungsverfahren aus, sondern provoziert langwierige Entschädigungsklagen internationaler Investoren.

Unzureichende technologiespezifische Differenzierung und Umsetzungsrisiken: Der nun vorliegende Referentenentwurf greift die Kritik an der fehlenden Differenzierung zwischen den Erzeugungsprofilen zwar auf und sieht in § 14 Abs. 1d EnWG-E nunmehr eine technologiespezifische Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land vor. Dennoch bleibt dieser Ansatz auch in der überarbeiteten Fassung unionsrechtlich höchst bedenklich, da er weiterhin auf pauschalen Gebietsfestlegungen basiert, die laut dem Gutachten der Stiftung Umweltenergierecht grundsätzlich unzulässig sind.

Mögliche Alternativen: Überbau und Bonus-Malus

Anstatt den EE-Hochlauf durch restriktive Mechanismen zu bremsen, müssen marktorientierte und technologische Hebel konsequent als Primärinstrumente gesetzt werden. Der vorliegende Entwurf nennt diese in § 17b Abs. 1 Nr. 5 EnWG-E zwar bereits als Kriterium für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren, lässt aber die notwendige Verbindlichkeit vermissen, um sie als Standardlösung vor den Redispatchvorbehalt zu stellen.

Überbauung (Cable Pooling): Die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes durch komplementäre Erzeugungsarten wie Wind, Solar und Speicher kann die Auslastung bestehender Netze von derzeit ca. 20–30 Prozent auf über 50 Prozent steigern. Wissenschaftliche Studien belegen, dass selbst bei einer Überbauung von 150 Prozent die Abregelungsverluste bei lediglich etwa 1 Prozent der Jahreserzeugung liegen. Durch diesen technologischen Hebel, der in § 17b Abs. 1 Nr. 5 EnWG-E explizit als Kriterium für eine effiziente Netznutzung aufgeführt ist, kann an bestehenden Netzpunkten massiv mehr Leistung angeschlossen werden, ohne dass ein sofortiger Netzausbau bis zum „letzten Kilowatt“ erforderlich wird. Der Gesetzgeber könnte hier etwa verfügen, dass solche Konzepte nicht nur bei der Priorisierung „berücksichtigt“ werden, sondern einen vorrangigen Anspruch auf Netzanschluss gegenüber herkömmlichen, rein einspeiseorientierten Anlagen begründen.

Intelligente Wirkleistungsbegrenzung statt pauschaler Kappung: Zwar führt der Entwurf in § 8 Abs. 1 Satz 4 EEG-E eine dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung für PV-Freiflächenanlagen (und entsprechende Referenzwerte für Wind) ein, um die Netzplanung nach § 11 Abs. 2 EnWG-E zu entlasten. Doch diese pauschale Kappung bleibt ein stumpfes Instrument, solange sie nicht mit starken Anreizen für „Behind-the-Meter“-Anwendungen wie lokalen Speichern oder Power-to-Heat verknüpft wird. In Kombination mit dem in § 13a Abs. 6 EnWG-E verankerten Entschädigungsverzicht von bis zu 20 Prozent des Jahresertrags wird das wirtschaftliche Risiko einseitig auf die Betreiber verlagert, ohne die technologische Flexibilität im Netzanschlussverfahren ausreichend zu honorieren.

Zudem wirft bei Windenergieanlagen die vorgesehene Begrenzung auf 280 W/m² erhebliche Umsetzungsfragen auf. Die Anforderung greift unmittelbar in bestehende Anlagenkonzepte und Entwicklungszyklen ein und kann daher nicht kurzfristig umgesetzt werden. Aus Sicht der Industrie sollte die Begrenzung zunächst auf einem höheren Niveau – beispielsweise 320 W/m² – angesetzt und erst im Rahmen einer ausreichenden Übergangsphase von sechs bis acht Jahren schrittweise auf 280 W/m² abgesenkt werden.

Erforderlich ist ein Rahmen, der die vom Ministerium angestrebte „Systemdienlichkeit“ nicht als reines Drosselungsinstrument versteht, sondern Flexibilitätspotenziale durch marktorientierte Signale aktiviert.

Reform der Anreizregulierung (Bonus-Malus-System): Eine Neuausrichtung der ökonomischen Anreize ist dringend erforderlich, weg von der primären Belohnung von Investitionen in physische Infrastruktur („Kupfer“) hin zu stärkeren Leistungsanreizen für Effizienz und Systemoptimierung. Aktuelle Analysen zeigen, dass Verteilnetzbetreiber reale Eigenkapitalrenditen von durchschnittlich 24 Prozent erzielen und damit deutlich über den kalkulatorischen Sätzen der Anreizregulierung von 3,5 bis 5,1 Prozent liegen. Ein wirksames Anreizsystem muss Verzögerungen bei Netzanschlüssen sowie Defizite bei der nach § 17e EnWG-E bis 2028 geforderten vollständigen Prozessdigitalisierung finanziell sanktionieren und zugleich beschleunigte Anschlussverfahren sowie die Umsetzung technologischer Innovationen gezielt honorieren.

Priorisierung von Netzanschlüssen und Prozessdigitalisierung

Die ab 1. Januar 2027 greifende Anwendung von gemeinsamen Standards zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren ist ein wichtiger Beitrag, zur Verbesserung der Planbarkeit auf Netzbetreiber- und Investorensseite und zur Steigerung der Effizienz in diesen Verfahren.

Bei der Ausarbeitung eines entsprechenden Verfahrens und vor allem bei der Ausgestaltung und Gewichtung der anzuwendenden Prüfkriterien sind neben technischen auch gesamtwirtschaftliche Fragen zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum bereits bekannten Reifegradverfahren für Batteriespeicher sind bei der Priorisierung unterschiedlicher Netzanschlussbegehren – u.a. Batteriespeicher, Elektrolyseure, Rechenzentren, Industrie- und Gewerbebetrieb, private Haushalte – weitere Dimensionen als die bislang betrachtete Projektreife, technische Machbarkeit und Finanzierungszusagen zu Grunde zu legen. Sollte eine Prüfung und Bewertung weiterer Kriterien wie volkswirtschaftlicher Nutzen, Beitrag zur Dekarbonisierung, Systemnutzen oder vermiedener Netzausbau künftig nicht erfolgen, wäre dies im Gesetzgebungsverfahren breit zu erörtern. Überhaupt kann und sollte die Festlegung von Verfahren und anzuwendenden Kriterien für solch relevante Fragen der allgemeinen weiteren wirtschaftlichen Entwicklung, nicht allein den Übertragungsnetzbetreibern überlassen werden. Die Festlegungen zur Ausgestaltung des Verfahrens sowie die Ausgestaltung, Anwendung und der Gewichtung der heranzuziehenden Kriterien sind durch den Gesetzgeber festzulegen.

Weiterhin sind die auf solche Weise erarbeiteten Vorgaben für die Durchführung eines transparenten Verfahrens zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren nicht, wie derzeit vorgesehen, auf das Übertragungsnetz zu beschränken. Die weitaus größere Zahl an Netzanschlussbegehren von Einspeisern,

verschiedenen Nachfragern (Neuanlagen wie bspw. Rechenzentren aber auch bestehende Netzkunden, die eine höhere Netzanschlussleistung benötigen) und Stromspeichern erfolgt in den Netzebenen unterhalb des Übertragungsnetzes. Hier bedarf es gleichermaßen transparenter und insbesondere deutschlandweit einheitlich genutzter Kriterien und angewandter Verfahren. Es wäre zu erörtern, ob und inwiefern sich zu entwickelnden Kriterien und deren Gewichtung für die unterschiedlichen Netzebenen unterscheiden sollten. Die im Entwurf vorgesehene „Kann“-Bestimmung für die Adaption des durch die Übertragungsnetzbetreiber entwickelten Verfahrens ist durch eine Vorgabe zur Nutzung dieser im Gesetz klar geregelten Verfahren zu ersetzen.

Eine deutliche Beschleunigung der im Referentenentwurf vorgesehenen Fristen ist erforderlich: Die vollständige digitale Abwicklung über Netzanschlussportale (§ 17e EnWG-E) muss möglichst frühzeitig und damit spätestens 2028 sichergestellt werden. Hier sollte der Gesetzgeber dringend die Einführung einer zentralen digitalen Plattform zur Beantragung von Netzanschlussbegehren prüfen. Es ist schlicht nicht ersichtlich, worin der Mehrwert von unzähligen Netzbetreiber-eigenen Plattformen/Portalen liegen soll, die ihrerseits mit unterschiedlichen Abfragemasken und Datenschnittstellen operieren. Hier sollte eine technische Lösung aufgelegt werden, die über ein zentrales Portal die Beantragung von Netzanschlüssen mit der Abfrage von je nach Begehren und Netzebene differierenden Parametern ermöglicht. Diese Daten sind dann den betreffenden für die Region und jeweilige Netzebene verantwortlichen Netzbetreibern zu übermitteln, die wiederum den weiteren Prozess in ihrer eigenen Hoheit abwickeln.

Die vorgesehene Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten führt mittelbar zu einer Beschleunigung der Verfahren. Investoren erhalten frühzeitig einen besseren Überblick zur Verfügung stehender Netzkapazitäten und damit mögliche Investitionsstandorte. Dies führt gemeinsam mit der ebenfalls im Gesetzentwurf enthaltenen und ab 01.01.2028 auszustellenden unverbindlichen Netzanschlusssauskunft zu klareren Planungshorizonten, was wiederum die heute bestehende Notwendigkeit parallel laufender Anfragen reduziert oder sogar aufhebt.

Digitalisierung der Netze

Die konsequente Digitalisierung der Verteilnetze ist die zwingende Grundvoraussetzung für eine höhere Netzauslastung und die Integration flexibler Lasten. Aktuell gleicht der Betrieb der unteren Netzebenen jedoch noch weitgehend einer „Black Box“, da der reale Betrieb mangels Messtechnik kaum sichtbar ist. Laut Netzzustandsbericht verfügen lediglich rund 1 Prozent der Verteilnetzbetreiber (VNB) über vollständige Echtzeitwerte aus dem Niederspannungsnetz. Dieser massive Modernisierungstau führt dazu, dass Netze heute auf Basis konservativer, planerischer Annahmen statt auf Basis realer Daten betrieben werden, was unnötig große Sicherheitspuffer erfordert und Kapazitäten blockiert. Ein digital gesteuerter, flexibler Netzbetrieb kann den Investitionsbedarf signifikant reduzieren, da Engpässe durch intelligente Steuerung vermieden werden können, statt zusätzliche Hardware aufzubauen.

Parallel dazu muss der Smart-Meter-Rollout massiv forciert werden, um die notwendige Datenbasis für dynamische Tarife und Netzentgelte zu schaffen, die als effiziente Steuerungssignale für ein systemdienliches Verhalten dienen. Vor dem Hintergrund der bestehenden Investitionsunsicherheiten wird deutlich, dass Digitalisierung die ökonomisch überlegene Alternative zur Drosselung ist.

Standardisierung

Der Verteilnetzbetrieb in Deutschland ist mit derzeit 851 verschiedenen Betreibern hochgradig fragmentiert. Dieser regulatorische Flickenteppich führt zu massiven Ineffizienzen, da überregional tätige Projektierer und Elektrobetriebe mit einer Vielzahl an unterschiedlichen technischen Anschlussbedingungen, Formblättern und Web-Portalen konfrontiert sind. In einem modernen Energiesystem ist eine solche Kleinteiligkeit nicht mehr wettbewerbsfähig. Unterschiedliche Priorisierungs- und Reservierungsmechanismen bei Netzanschlusskapazitäten verhindern Skaleneffekte und erhöhen den administrativen Aufwand für Netzkunden sowie Dienstleister.

Die Einführung verbindlicher, bundeseinheitlicher und maschinenlesbarer Standards für Projektnachweise (Meilensteine), technische Anforderungen und Gebühren über alle Spannungsebenen hinweg (§ 17b, § 17f EnWG-E) ist erforderlich, um Verfahren zu vereinheitlichen und zu beschleunigen. Eine konsequente technische Harmonisierung und Reduktion der derzeit verbreiteten Variantenvielfalt bei Netzkomponenten könnten die Investitionskosten (CAPEX) um rund 7,5 Prozent senken. Durch die Bündelung von Einkaufsvolumina und den Übergang von der Einzel- zur Serienfertigung lassen sich zusätzliche

Effizienzpotenziale heben, die sich dämpfend auf die Netzentgelte für alle Verbraucher auswirken. Ohne entsprechende Harmonisierung besteht hingegen das Risiko, dass ein erheblicher Teil geplanter EE-Kapazitäten aufgrund komplexer und uneinheitlicher Verfahren verzögert oder nicht realisiert wird.

Vorausschauende Planung der Lastbedarfe

Die im aktuellen Referentenentwurf vorgesehene Ergänzung in § 11 Abs. 2 EnWG-E, die es Netzbetreibern künftig gestattet, die begrenzten Anschlussleistungen (Spitzenkappung) nach § 8 Abs. 1 Satz 4 EEG-E als offizielle Berechnungsgrundlage für ihre Netzplanung heranzuziehen, greift aus systemischer Sicht deutlich zu kurz. Zwar führt dieser Ansatz rein rechnerisch zu einem verringerten Netzausbaubedarf, doch zementiert er ohne die gleichzeitige Schaffung von Anreizen für Flexibilitätspotenziale lediglich einen „Mangel-Betrieb“ der Netzinfrastuktur.

Anstatt die Planung primär auf eine restriktive Drosselungslogik auszurichten, muss der Gesetzgeber sicherstellen, dass vorhandene Lastflexibilitäten, Batteriespeicher und Power-to-Heat-Anwendungen bereits in der Dimensionierung der Betriebsmittel als aktive Systemkomponenten berücksichtigt werden. Nur durch eine solche „Intelligenz statt Kupfer“-Strategie kann verhindert werden, dass strukturelle Versäumnisse bei der Systemintegration einseitig auf die Anlagenbetreiber abgewälzt werden und die Energiewende dauerhaft an Tempo verliert.

Kontakt

Jonas Rex-Quincke • Senior Manager Elektrifizierung und Klima
E-Mail: jonas.rex-quincke@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org
Datum: 22.07.2026