

Berlin, 22. Mai 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Beschleunigung von Netzanschlüssen

Vorabkonsultation – Regelungsentwürfe aus
Abteilung III des Bundesministeriums für Wirtschaft
und Klimaschutz vom 6. Mai 2024 zur Änderung des
EnWG und des EEG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Vorbemerkung	3
1 Rückmeldefristen im Netzanschlussverfahren	5
2 Unverbindliche Netzanschlussauskunft	10
3 Beschleunigung des Netzanschlusses für EEG-Anlagen.....	14
4 Reservierungsmechanismus für Netzkapazität	16

Vorbemerkung

Der BDEW dankt für die seitens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz frühzeitig eingeräumte Gelegenheit zur Stellungnahme zum Arbeitsstand aufbauend auf dem laufenden Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen. Wir unterstützen den Prozess und sind der Überzeugung, dass ein Vorankommen nur gemeinsam möglich ist. Dies unterstreicht auch unser [Positionspapier](#) zur Fokus-Agenda von Ende Februar 2024.

Die mit den Entwürfen vom 6. Mai 2024 vorgelegten Vorschläge zielen auf die Schaffung von Transparenz bezüglich der verfügbaren Netzanschlusskapazitäten und die Erleichterung des Anfrageverfahrens und damit der besseren Planbarkeit von Projekten. An der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Punkte beteiligt sich der BDEW gerne mit dem Ziel, eine in der Praxis anwendbare und wirksame Umsetzung für alle betroffenen Wertschöpfungsstufen zu erreichen.

Hierzu gibt der BDEW mit dieser Stellungnahme wichtige Hinweise, insbesondere

- zur Ausgestaltung verbindlicher Rückmeldefristen für Netzbetreiber,
- zum leistbaren Funktionsumfang eines Tools zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft,
- zur zeitlichen Rahmung der Umsetzung eines Reservierungsmechanismus für Netzkapazität.

Unabhängig davon möchten wir darauf hinweisen, dass sich die Netzanschlussbegehren bei den Verteilnetzbetreibern in den letzten beiden Jahren exponentiell entwickelt haben. Sie haben zur Bewältigung ihre Prozesse angepasst und neue Ressourcen aufgebaut. In der Konsequenz hat es 2023 Rekordzuwächse beim Netzanschluss von neuen Anlagen gegeben. Täglich werden über 1.000 Anlagen an das Stromnetz angeschlossen. 2023 wurden über 32.000 neue öffentliche Ladepunkte angeschlossen. Dies bedeutet einen Zuwachs von 40 %. Ein Gutteil betraf Schnellladesäulen, sodass auch die installierte Ladeleistung um 1,5 GW (45 %) auf 5,4 GW gesteigert werden konnte. In den ersten drei Monaten 2024 wurde so viele Photovoltaik-Anlagen angeschlossen wie noch nie in einem Quartal (Zubau von 3950 MW). Auch bei der Windenergie an Land ist mit einem Nettozubau von 575 Megawatt das Vergleichsquarter im Vorjahr übertroffen worden. Aus Sicht des BDEW sind die Netzbetreiber daher auf einem guten Weg, um mit den Herausforderungen umzugehen. Weitere gesetzliche Vorgaben müssen sorgfältig im Hinblick auf den Nutzen abgewogen werden.

Zur Erreichung des übergeordneten Ziels der schnelleren Umsetzung von Netzanschlüssen sind die Beseitigung des Fachkräfte- und Materialmangels sowie ein **spürbarer Bürokratieabbau für Netzbetreiber** wesentliche Faktoren. Gemeinsam mit Projektentwicklern arbeiten sie unter Hochdruck an der Beschleunigung, die neben einem Personalzubau in erster Linie über einen Dreiklang aus Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung der Prozesse erzielt wird. Hier haben etliche Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber bereits wirksame Lösungen umgesetzt. Gleichzeitig benötigen sie mit Blick auf Fachkräfte, Lieferketten und die Finanzierung ihrer zukunftsweisenden Aufgaben greifbare Unterstützung durch Politik und Behörden. Dies betrifft insbesondere auch den Zeitbedarf

und den inhaltlichen Umfang **behördlicher Genehmigungsverfahren**. Allein die gesetzliche Verkürzung von Bearbeitungszeiten für Netzbetreiber greift daher zu kurz. In diesem Zusammenhang ist zu verdeutlichen, dass Netzbetreiber nicht für Verzögerungen verantwortlich gemacht werden dürfen, die von Netzanschlussbegehrenden, deren Auftragnehmern, Behörden oder aufgrund des Fachkräfte- und Materialmangels von eigenen Dienstleistern verursacht werden.

Im kürzlich verabschiedeten „Solarpaket I“ ist aus Netzbetreibersicht noch kein hinreichender Bürokratieabbau zu verzeichnen. Umso dringlicher erscheinen praxistaugliche und entlastende Regelungen im vorliegenden Verfahren sowie im Rahmen eines möglichen „Solarpakets II“.

In der Gesamtschau müssen Branche und Behörden weiter gemeinsam und entschlossen daran arbeiten, die Verteilnetze dazu zu befähigen, ihren vielfältigen Aufgaben für die Energiewende gerecht zu werden.

1 Rückmeldefristen im Netzanschlussverfahren

Die angedachten Regelungen zum Netzanschlussverfahren weisen eine für das EnWG untypische Detailtiefe auf. In der vorliegenden Form dürften die Regelungen aufgrund ihrer administrativ-technischen Detaillierung **nicht europarechtskonform sein**. Sie passen auch nicht zu den bereits existierenden Regelungen in § 17 Abs. 3 und 4 EnWG. Danach kann das BMWK zwar (noch) eine Verordnung schaffen, die den Netzanschluss und auch das damit zusammenhängende Verfahren grundsätzlich regelt. Administrative Details sind aber nach der EuGH-Rechtsprechung vom 2. September 2021 (C-718/18) Aufgabe der insoweit unabhängigen Bundesnetzagentur. Dementsprechend darf die BNetzA nach § 17 Abs. 4 EnWG von den Vorgaben der Verordnung abweichen. Die Binnenmarkt-richtlinie Strom regelt bereits verschiedene Punkte zum Netzzugang und zum Netzanschluss auch und gerade im Zusammenhang mit dezentralen Erneuerbaren Energien- Anlagen und mit Speicheranlagen und. Der europarechtlich zulässige nationale Regelungsrahmen ist aus Sicht des BDEW mit den Regelungen in § 17 Abs. 3 und 4 EnWG ausgeschöpft. In jedem Fall müsste die BNetzA die gesetzlich verbriefte Möglichkeit haben, von dem vorgeschlagenen Verfahren abzuweichen.

Inhaltlich unterscheidet die Regelung nicht ausreichend nach den Spannungsebenen im Verteilnetz. Das ist hinsichtlich verschiedener Punkte problematisch und wird der Praxis nicht gerecht. Zum einen sind beispielsweise Projekte in der Hochspannung nicht vergleichbar mit solchen in der Niederspannung. In den höheren Spannungsebenen entsteht regelmäßig erheblicher Prüfungsaufwand, der zusätzliche Zeit in Anspruch benötigt als ein Standardfall. Gerade im Projektgeschäft sind es häufig Einzelfälle, die einer individuellen Prüfung bedürfen, um zu sachgerechten Ergebnissen zu kommen. Ein Beispiel hierfür ist die Umsetzung von Netzanschlüssen von Ladesäulen in der Mittelspannung. Hier sind erheblich mehr individuelle Lösungen und Absprachen notwendig als im Massengeschäft in der Niederspannung.

Mit Blick auf Planungs- und Genehmigungsverfahren für Energieanlagen hat die Energiebranche bereits über viele Jahre die Erfahrung gemacht, dass die Etablierung oder Verkürzung von Fristen in der Praxis meist nicht zu der gewünschten Beschleunigung führt. In den meisten Fällen liegen für längere Bearbeitungsfristen sachliche Gründe vor. Werden Fristen festgeschrieben, müssen sie realistisch sein. Dies gilt umso mehr, wenn Vorgaben pauschal für alle Vorhaben gelten sollen und damit auch für Prozesse, die eine individuelle Betrachtung erfordern und deren Realisierung von verschiedenen Beteiligten abhängt.

- › **Die Regelungen in § 17 Absatz 5 und 6 EnWG-E sind nicht europarechtskonform und daher zu streichen.**

Unabhängig davon sind die genannten Regelungen aber auch inhaltlich zu kritisieren.

Im Folgenden geht die Stellungnahme auf die Einzelregelungen ein:

› § 17 Abs. 5 Satz 3 EnWG-E

„[...].. Stellt ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung, über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden können, ist der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes ab dem 1. Januar 2027 berechtigt, die Übermittlung des Anschlussbegehrens auf diesem Weg zu verlangen [...].“

Vorbehaltlich der rechtlichen Zulässigkeit unterstützt der BDEW diesen Ansatz der Übermittlung von Anschlussbegehren über eine Plattform grundsätzlich. Stichtag sollte aber der **1. Januar 2026** oder früher sein. Eine Anmeldung per Post oder Mail benötigt einen deutlich höheren Personalaufwand zur Sichtung und Bearbeitung der Unterlagen, weil eine automatisierte Bearbeitung der Anmeldungen erheblich erschwert wird. Eine wirkliche Erleichterung bewirkt dieses Vorgehen dann, wenn es auch für Anschlussbegehrende verpflichtend ist. Nur so ist eine Beschleunigung der Prozesse auch vor dem 1. Januar 2027 möglich. Ansonsten müssten bis zu diesem Datum verpflichtend zwei Antragskanäle (Plattform und klassisch) prozessual umgesetzt sein und gepflegt werden.

› § 17 Abs. 5 Satz 6 EnWG-E

„Mit der Mitteilung nach Satz 4 hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Zeitplan zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln; im Fall des Absatz 2 Satz 3 kann auch die Mitteilung des Zeitbedarfs für die erforderlichen Maßnahmen verlangt werden.“

Entweder erfolgt die Eingangsbestätigung automatisiert, also praktisch sofort, oder sie wird mit der Mitteilung aus Satz 6 verbunden. Unverzüglich wird dann nicht sofort sein, sondern wann immer eine solche Mitteilung mit einer ersten Einschätzung erwartet werden kann. Außerdem erscheint die Verknüpfung mit Absatz 2 Satz 3 nicht sinnvoll. Der zweite Halbsatz gehört inhaltlich zur Anschlussverweigerung und sollte – wenn überhaupt - dort geregelt sein. Auch im Zeitablauf ist die Verknüpfung mit der Eingangsbestätigung nicht sinnvoll. Sie kann sich erst an das Ergebnis der Prüfung anschließen, das in diesem Fall die Ablehnung wäre.

› § 17 Abs. 5 Satz 7 EnWG-E

„[...] Soweit Informationen nach Satz 2 Nummer 2 fehlen oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens von dem Anschlussbegehrenden nachzufordern.“

Die vorgeschlagene zweiwöchige Reaktionsfrist für den Netzbetreiber, auf fehlende oder zusätzlich erforderliche Informationen des Anschlussbegehrenden hinzuweisen ist nicht praxisgerecht. Sie wäre in dieser strikten Form auch viel zu kurz.

Die Prüfung der mit dem Anschlussbegehren vorgelegten Unterlagen auf noch fehlende Informationen ist in der Praxis nicht strikt zu trennen von einer ersten inhaltlichen Sichtung und Prüfung. Gerade im Projektgeschäft greifen Sichtung der Unterlagen und inhaltliche Prüfung des konkreten Einzelfalles in großen Teilen ineinander und sind nicht zwei voneinander getrennte Verfahrensschritte. Die künstliche Aufspaltung der Prüfung durch die geplante Regelung bewirkt damit auch keine Beschleunigung. Sie erzeugt vielmehr künstlich zwei Verfahrensschritte und versieht den vermeintlich ersten Schritt mit einer Frist, die für die erforderliche (auch inhaltliche) Prüfung auf Vollständigkeit viel zu kurz ist.

Eine automatisierte umfassende Prüfung der Vollständigkeit der Netzanschlussunterlagen ist in den meisten Fällen nicht möglich. Teilweise betreffen Nachforderungen auch eher die Qualität der Unterlagen (Lagepläne oder andere technische Dokumente sind zum Teil nicht einfach nachvollziehbar oder in nicht ausreichender Qualität vorgelegt). In diesen Fällen sind individuelle Nacharbeiten erforderlich.

Unstrittig ist, dass fehlende oder nicht ausreichende Unterlagen vom Netzbetreiber beim Anschlussbegehrenden unverzüglich nachgefordert werden sollten. Das ist bereits im eigenen Interesse des Netzbetreibers, der ja die Prüfung bereits begonnen hat und diese effizient beenden will.

› § 17 Abs. 6 EnWG-E

„[...] ist die vorgesehene Frist kürzer als zwei Wochen, so ersetzt sie auch die Frist nach Absatz 5 Satz 7 und 9, 1. Halbsatz. [...]“

Hier werden alle Netzanschlüsse gleichbehandelt, was mit der Vielgestaltigkeit der Sachverhalte in der Praxis nicht vereinbar ist. Wie bereits im vorhergehenden Absatz kommentiert, ist für Netzbetreiber eine zweiwöchige Frist gerade in Wochen mit mehreren Feiertagen nicht einzuhalten, wenn die Bearbeitung nicht vollautomatisiert erfolgt und dies auch absehbar nicht erfolgen kann. Darüber hinaus sind die Verweise in sich recht komplex und dazu sieht die zitierte Verordnung eine Frist von zwei Monaten vor. Bei der Fristberechnung können sich im Verhältnis bis zu acht Wochen Unterschied ergeben.

› § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG-E

„Im Rahmen ihrer Befugnisse kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen [...] zur Bewertung der Netzservicequalität, wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlägen berücksichtigt werden kann, [...]“

Die BNetzA hat Anfang 2024 einen umfassenden Erörterungsprozess zur Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung gestartet. Mit ihrem [Eckpunktepapier \(„NEST“\)](#) stellte die Behörde dabei auch zur Diskussion, die bestehende Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ zu erweitern, „um diejenigen Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen“. Als denkbare Indikatoren zur Abbildung von Servicequalität und Energiewendeorientierung sieht die BNetzA u. a. auch die Geschwindigkeit der Realisierung von Netzanschlüssen.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, dass bereits vor Abschluss des BNetzA-Erörterungsprozesses und Klärung der aufgeworfenen Fragen nun einzelne Aspekte der Servicequalität herausgegriffen und hierzu noch weitere Festlegungskompetenzen der BNetzA geregelt werden sollen. Zu kritisieren ist insbesondere die einseitige Vorfestlegung auf Abschläge zu Lasten der Netzbetreiber, während die von der BNetzA angesprochenen Anreize/Boni unerwähnt bleiben. Aus Sicht des BDEW sollten gesetzliche Konkretisierungen der BNetzA-Festlegungskompetenzen hier nur auf Basis eines Gesamtkonzepts erfolgen und in jedem Fall auch Anzeielemente beinhalten.

Die Einbeziehung der Servicequalität in die Qualitätsregulierung wurde bereits zur Einführung der Anreizregulierung (vgl. BNetzA-Bericht vom 30.06.2006) und zur ersten Evaluierung der Anreizregulierung umfassend erörtert. Die BNetzA hatte im Evaluierungsbericht vom 21.01.2015 (vgl. S. 302 ff.) vorgeschlagen, zunächst im bestehenden Rechtsrahmen „die vorhandenen Instrumente zielgenauer auf die Servicequalität auszurichten“ und im Rahmen des jährlichen Monitorings die bestehende Informationslücke bezüglich dieser Qualitätsdimension zu schließen.

„Zusätzlich kann auch den Endverbrauchern gezielter die Gelegenheit gegeben werden, Beschwerden diesbezüglich an die Bundesnetzagentur zu adressieren. Dafür kann das Verbraucher-serviceportal Energie der Bundesnetzagentur genutzt werden. Die Erhebung sollte sich vorerst auf Daten zu durchschnittlichen Netzanschlusszeiten begrenzen. Anhand dieses Vorgehens kann zunächst ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand sowohl bei der Bundesnetzagentur als auch beim Markt mit bestehenden Instrumenten ein Problembewusstsein geschaffen werden. Danach ist zu prüfen, ob die Aufnahme einer Servicequalität in die Qualitätsregulierung notwendig erscheint.“ (BNetzA-Evaluierungsbericht, S. 304)

Aus Sicht des BDEW sollte die Frage der Verankerung der Servicequalität im EnWG nur auf Basis einer aussagekräftigen Datengrundlage und eines ausgereiften Konzepts entschieden werden.

Bei der (bereits jetzt zulässigen) Erhebung von Daten und Kennzahlen zur Servicequalität sind klare Definitionen und Abgrenzungen notwendig, damit diese einheitlich und vergleichbar sind. Bei der Betrachtung von Prozessdauern und Fristeinhalten ist zu differenzieren, inwieweit dies in der Verantwortung bzw. im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt.

2 Unverbindliche Netzanschlusssauskunft

Der BDEW unterstützt grundsätzlich das Ziel, Anschlussbegehrenden über die Bereitstellung digitaler Lösungen früher und einfacher Informationen zum Netzanschluss liefern zu können. Bei der konkreten Umsetzung gilt es allerdings einige Punkte zu beachten.

- › § 17a Satz 1-3 EnWG-E

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft

Im geforderten Umfang kann die unverbindliche Netzauskunft derzeit kein VNB liefern. Einzelne VNB besitzen ähnliche Tools mit deutlich vereinfachter Funktion. Um solche Tools in ein in der Breite nutzbares Modell umzusetzen, sollten sich VNB in einem ersten Schritt an den bestehenden Marktösungen orientieren. In einem zweiten Schritt kann der Funktionsumfang sukzessive erweitert werden. Im Zielbild sollte stets der technisch und wirtschaftlich sinnvollste Netzverknüpfungspunkt zuzüglich zweier Alternativen ausgewiesen werden. Ob hierbei auch Netzverknüpfungspunkte, die erst nach Netzertüchtigungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung stehen, angezeigt werden, sollte dem Netzbetreiber überlassen bleiben.

- › § 17a Satz 1 EnWG-E

Der Aufwand für die Niederspannung wäre ungemein hoch, da überwiegend Mittelspannungsnetze rechenfähig sind und mit ausreichender Datenqualität zur Verfügung stehen. Durch eine Online-Auskunft in der Niederspannung wären zudem einfache Rückschlüsse auf die örtliche Versorgungssituation einzelner Unternehmen möglich. Dies birgt die Gefahr von Angriffen auf die Infrastruktur. Daher ist die Niederspannung komplett auszuklammern. Der größte Nutzen liegt erkennbar in der Mittelspannung.

Vorschlag BDEW:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben bis zum ... [einsetzen: Angabe des Tages und Monats des Inkrafttretens nach Artikel 3 dieses Gesetzes sowie die Jahreszahl des zweiten auf das Inkrafttreten folgenden Jahres] ein über ihre Internetseite erreichbares elektronisches Verfahren zur Verfügung zu stellen, über das Netzanschlusssuchenden unmittelbar eine unverbindliche Auskunft für den Netzanschluss in der Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebenen von Hoch- zu Mittelspannung ~~und von Mittel- zu Niederspannung~~ nach den Sätzen 2 bis 11 erteilt wird.“

› § 17a Satz 3 Nr. 2 EnWG-E

„[...] Dabei ist nach Angabe des Vorhabens nach Satz 2, der Nennleistung und des Standorts eine Prognose zu erstellen, insbesondere über

Nr. 1 [...]

Nr. 2 näher gelegene Netzverknüpfungspunkte, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet sind, aber aufgrund bereits reservierter Netzanschlusskapazität nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügen, unter Angabe der reservierten Kapazität und der zum Zeitpunkt der Prognose verbleibenden Reservierungsdauer

Nr. 3 [...]“

Für die Umsetzung muss im Bewertungstool die Anfrage ohne und mit Reservierungen bewertet werden. Es könnte sein, dass bei Wegfall von reservierter Netzkapazität ein anderer günstigerer Anschluss möglich ist. Derzeitige Lösungen berücksichtigen in den Netzdaten alle Anlagen, die entweder in Betrieb sind oder reserviert. Bei reservierten Anlagen gelten diese in den Netzdaten als ebenfalls an das Netz angeschlossen, damit eine Netzberechnung erfolgen kann. Damit ist nur eine Berechnung mit reservierten Anlagen möglich. Eine zweite Berechnung ohne die reservierten Anlagen oder unter Berücksichtigung eines Teils dieser Anlagen um einen näher gelegene Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln, ist derzeit nicht vorgesehen und wäre unverhältnismäßig.

Eine weitere Berechnung ist das Gegenteil einer Prozessvereinfachung und einer schnellen Antwort auf die Anschlussanfrage. Zwei Rechnungen sind abzulehnen, da sonst bei jeder aufgehobenen Reservierung der Beurteilungsprozess erneut erfolgen muss. Das ist in der Niederspannung nicht leistbar und die Antwort könnte sich während der Bearbeitungsfrist öfters ändern. Die Aktualisierung von reservierter bzw. nicht mehr reservierter Netzkapazität wird heute schon umgesetzt. Die Erfahrung zeigt, dass reservierte Netzkapazität mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit vom Kunden umgesetzt wird. Daher ist der Mehrwert der Informationen nach Nr. 2 gering und würde zu erheblichem Programmieraufwand führen. Anfragende können sich jederzeit darüber informieren, ob sich was an der Netzsituation geändert hat. Darüber hinaus würde ein solches Tool Rückschlüsse über die genaue Lage von MS- und HS-Leitungen und damit u.U. über kritische Infrastruktur ermöglichen.

› § 17a Satz 2 Nr. 4

„Netzverknüpfungspunkte, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet sind und über ausreichend Netzanschlusskapazität verfügen, aber erst nach Abschluss geplanter Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen verfügbar werden, insbesondere von Maßnahmen nach § 14d Absatz 4 Satz 1 Nummer 4, unter Angabe des voraussichtlichen Datums ihrer Verfügbarkeit.“

Die Anfrage müsste danach ohne und mit geplanten Netzausbau bewertet werden. Es könnte sein, dass durch geplante Netzausbaumaßnahmen ein anderer günstigerer Anschluss möglich ist. Aktuelle Tools haben die Netzausbaumaßen jedoch nur bedingt berücksichtigt und orientieren sich eher am Ist-Netz, was dann durch Aktivierung von erfolgten Netzausbau aktualisiert wird. Daher wäre auch zu diesem Punkt ein zusätzlicher Programmieraufwand notwendig, denn es wären zweimal Netzdaten vorzuhalten. Darüber hinaus gibt es unterschiedliche Regularien zum Netzausbau. Eine Unterscheidung, ob sich eine Anlage in Betrieb oder in Planung/Reservierung befindet, ist ohne weiteres nicht möglich (erst recht nicht automatisiert). Reservierungsfristen sind nicht in den Rechenmodellen hinterlegt. Die unverbindliche Netzauskunft sollte sich deshalb auf Anschlüsse beziehen, welche die geplante Leistung sofort und ohne Netzausbau aufnehmen können. Diese Aussagen wären verlässlich und damit nützlich. Alle weiteren Angaben sind bei einer automatischen Auskunft fehleranfällig und führen gegebenenfalls zu falschen Ergebnissen, die wiederum händisch korrigiert werden müssten. Hier wird Mehraufwand produziert, der den Beschleunigungsbemühungen insgesamt abträglich ist.

› § 17a Satz 4 EnWG-E

„[...] Bei der Prognose nach Satz 3 ist eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die Anbindungsleitung anzugeben. [...]“

Eine pauschale Kostenschätzung auf Basis von nicht validierten Netzberechnungen kann zu unrealistischen Kosten führen. Dies ist nur sinnvoll, wenn die zugrundeliegende Netzberechnung eine hohe Genauigkeit aufweist. Solange dies nicht gewährleistet ist, hilft die Kostenschätzung dem Anschlussnehmer nicht. Der Netzbetreiber könnte diese Kosten nur sehr grob ermitteln, was abschreckend wirken kann. Projektierer > 135 kW haben eigenes Know-how und können die anfallenden Kosten anhand des Netzverknüpfungspunkts und des Standorts besser ermitteln. Der Vorschlag sollte daher verworfen werden.

› § 17a Satz 6 EnWG-E

„[...] Die Angaben nach Satz 3 müssen sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt, erfolgen können. [...]“

Die Erstellung einer bundesweit einheitlichen API-Schnittstelle zu verschiedenen Netzbetreibernetzrechensystemen ist angesichts der zu erwartenden sehr geringen Anwendungsnutzeranzahl ineffizient. Denn nur ein sehr kleiner Anteil aller Planungs- und Anlagenerrichtungsunternehmen arbeitet wirklich bundesweit / flächendeckend überregional. Nur für diese kleine Gruppe entsteht ein

Nutzen. Der überwiegende Anteil ist lokal tätig und hat davon kein Nutzen. Das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen einer Programmierschnittstelle ist deshalb nicht gewahrt. Darüber hinaus können gezielte und massenhafte Anfragen eine vollständige Netzoffenlegung ermöglichen.

Der vorliegende Vorschlag wird daher als nicht zielführend abgelehnt.

› § 17a Satz 8 EnWG-E

„[...] Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen untereinander einheitliche Formate und Inhalte der Prognose nach Satz 3, der Kostenschätzung nach Satz 4 sowie der Programmierschnittstellen nach Satz 6 und 7 ab. [...]“

Netzbetreiber nutzen unterschiedliche Software zur Netzberechnung und es herrschen stark unterschiedliche Kostenstrukturen. Eine Vereinheitlichung der Kostenschätzung ist infolge der v. a. geographischen Unterschiedlichkeit der Netzgebiete und weiterer netzbetreiberspezifischer Besonderheiten weder möglich noch sinnvoll und wird daher abgelehnt.

› § 18 Abs. 4 EnWG-E

„§ 17 Absatz 5 findet entsprechende Anwendung in Fällen, in denen eine aufgrund von Absatz 3 erlassene Rechtsverordnung eine Zustimmung des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes zu Erweiterungen oder Änderungen des Netzanschlusses, für die Erweiterung oder Änderung der Kundenanlage oder für die Verwendung zusätzlicher Verbrauchsgeräte vorsieht. Ist in einer nach Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung in den Fällen des Satzes 1 eine kürzere Frist als acht Wochen für die Zustimmung des Netzbetreibers vorgesehen, so ersetzt diese die in § 17 Absatz 5 Satz 5 vorgesehene Frist; ist die vorgesehene Frist kürzer als zwei Wochen, so ersetzt sie auch die Frist in § 17 Absatz 5 Satz 7 und 9, 1. Halbsatz. § 17 Absatz 6 gilt entsprechend.“

Die verwendete Regelungstechnik ist in hohem Maße kompliziert und erschwert die Rechtsanwendung. Die zu § 17 Absatz 5 dargelegte Kritik an den undifferenzierten und zu kurzen Fristen gilt hier selbstverständlich entsprechend. Es wird vorgeschlagen, für die Fälle der Erweiterung und Änderung des Netzanschlusses pauschal eine 8-Wochenfrist zuzulassen. Satz 2 ist vollständig zu streichen.

3 Beschleunigung des Netzanschlusses für EEG-Anlagen

Die vorgeschlagenen Neuregelungen sehen ab dem 1. Januar 2026 standardisierte Netzanschlussverfahren und verkürzte Reaktionsfristen für Netzbetreiber sowohl für Anlagen bis 30 kW (§ 8 Abs. 9 EEG 2023-E löst § 8 Abs. 7 EEG 2023 ab), über 30 kW (§ 8 Abs. 8 EEG 2023-E) als auch für Speicher vor, wenn diese zusammen mit einem Anschlussbegehren nach § 8 Abs. 9 EEG 2023-E angemeldet werden (§ 8 Abs. 10 EEG 2023-E).

Grundsätzlich begrüßt der BDEW Beschleunigungsmaßnahmen für EEG-Anlagen und hat sich hier bereits aktiv mit konkreten Ergebnissen eingebracht, u. a.:

- Umsetzung von Webportalen für die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren in der Niederspannung: Der BDEW hat im Sinne einer Harmonisierung gemeinsam mit dem VDE FNN in einem Leitfaden zur Beschleunigung von Netzanschlüssen die notwendigen Netzzugangsdaten identifiziert, standardisiert und harmonisierte Netzanschlussprozessempfehlungen veröffentlicht.
- Mit einem Bundesmusterwortlaut „TAB 2023“ in der Niederspannung wurden die Regelungen, die nicht Teil der TAR, aber für einen reibungslosen Netzanschluss notwendig sind, vereinheitlicht und den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt, die diese Regelung breit übernehmen.
- Weitere Beschleunigungspotenziale werden im Rahmen des laufenden BMWK-Branchendialoges und der Abarbeitung der Fokus-Agenda zum Netzanschluss geordnet und strukturiert beraten und gehoben.

Die vorgesehenen Standardisierungsanforderungen und Reaktionsfristen des Netzbetreiber für EEG-Anlagen über 30 kW nach § 8 Abs. 8 EEG 2023-E sind weder zeitlich noch sachlich realistisch zu halten.

Einheitliche Vorgaben gerade für größere Anlagen im Projektgeschäft bereits ab 1. Januar 2026 (also ca. 1 Jahr nach Inkrafttreten möglicher Gesetzesänderung) erscheinen nicht umsetzbar, insbesondere, da erst ab dem 1. Januar 2027 entsprechende Netzanschlussbegehren verpflichtend über Webportale zu stellen wären, sofern der Netzbetreiber diese vorhält. Die Abstimmung einheitlicher Formate und Anforderungen für Anlagen bis 30 kW stellten die Branche bereits bei Erarbeitung des BDEW-Leitfadens zur Beschleunigung von Netzanschlüssen in der Niederspannung vor erhebliche Herausforderungen. Zudem sollen auch einheitliche Reservierungsverfahren durch die Branche erarbeitet werden (siehe unten zu § 8a EEG 2023-E).

Die zusätzlichen Anforderungen hinsichtlich der Nennung des konkreten Zeitplans, möglicher Maßnahmen inkl. der Kostenangaben wird Netzbetreiber vor sehr große Herausforderungen stellen.

Die in § 8 Abs. 8 Satz 6 EEG 2023-E vorgeschlagene zweiwöchige Reaktionsfrist für den Netzbetreiber, auf fehlende oder zusätzlich erforderliche Informationen des Anschlussbegehrenden hinzuweisen ist nicht praxisgerecht. Sie wäre in dieser strikten Form auch viel zu kurz. Die Prüfung der mit dem Anschlussbegehren vorgelegten Unterlagen auf noch fehlende Informationen ist in der Praxis nicht strikt zu trennen von einer ersten inhaltlichen Sichtung und Prüfung. Gerade im Projektgeschäft greifen Sichtung der Unterlagen und inhaltliche Prüfung des konkreten Einzelfalles in großen Teilen ineinander und sind nicht zwei voneinander getrennte Verfahrensschritte. Richtig ist, dass fehlende Unterlagen vom Netzbetreiber unverzüglich nachgefordert werden sollten.

Dass kleinere Speicher, die sich sowohl aus dem Netz als auch aus der EE-Anlage speisen, auch unter das Netzanschlussregime des § 8 EEG 2023 fallen, wenn sie zusammen mit einer EEG-Anlage nach § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2023 angemeldet werden, ist folgerichtig. Grundsätzlich ist es zwar möglich, solche Speicher zunächst als reine EEG-Anlagen anzumelden (nur EE-Strom-Beladung) und erst später auf eine gemischte Nutzung umzustellen. Bei der Erarbeitung des [BDEW-Leitfadens zur Beschleunigung von Netzanschlüssen](#) wurde festgestellt, dass dieser Workaround umständlich ist und Mehraufwand erzeugt. Daher wird die Aufnahme des § 8 Abs. 10 EEG 2023-E begrüßt. Allerdings ist die Gleichbehandlung von Speichern und EEG-Anlagen bis 30 kW nur dann gerechtfertigt, wenn das Verhältnis von EEG-Anlage und Speicher stimmt. Als Grund für die Aufnahme von Speichern in § 8 Abs. 10 EEG-E werden die typischen Kombinationen von PV-Dachanlagen mit Heimspeichern genannt. § 8 Abs. 10 EEG-E enthält aber keine Leistungsgrenze für den Speicher. Daher wäre es möglich, auch einen sehr großen Speicher mit einer kleinen EEG-Anlage zusammen anzumelden, wobei auch der Großspeicher vom beschleunigten Verfahren mit sehr kurzen Rückmeldefristen nach § 8 Abs. 9 EEG 2023 profitieren könnte. **Daher muss gesetzlich sichergestellt sein, dass Speicher- und EEG-Anlagengröße auch weiterhin in einem noch festzulegenden angemessenen Verhältnis stehen. Ein entsprechender Faktor wäre noch zu bestimmen und in § 8 Abs. 10 EEG 2023-E aufzunehmen.** Alternativ sollte die Leistung des Speichers begrenzt werden. Ab einer gewissen Entnahmekapazität müsste abweichend des aktuellen § 8a-Vorschlags für den Anschluss des Speichers zur Entnahme ein Netzanschlussvertrag vorab geschlossen werden, auf dessen Grundlage ein Baukostenzuschlag fällig wird, um diese gewünschte Entnahmeleistung zu reservieren.

4 Reservierungsmechanismus für Netzkapazität

Der BDEW begrüßt, dass in dem vorgeschlagenen § 8a EEG 2023-E fast alle wesentlichen Forderungen aus der [BDEW-Stellungnahme](#) zu den Umsetzungsentwürfen des BMWK vom Dezember 2023 Eingang gefunden haben. Dies gilt u. a. für die Leistungsgrenze, ab der Reservierungsverfahren anzuwenden sind, das notwendige Vorliegen von Reservierungskriterien vor Erstreservierung und die Erarbeitung der Reservierungskriterien und -fristen durch die Netzbetreiber selbst. Die vorgegebene Dauer für die Reservierungsabschnitte mit sechs Monaten bis zwei Jahren dürfte ausreichend sein, insbesondere für die Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen an Land, für die die Maximaldauer in der Regel in den Reservierungskriterien in der Regel ausgeschöpft werden müsste (§ 8a Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 EEG 2023-E).

Besonders positiv erscheint, dass in Zukunft Bestandteil eines Netzanschlussbegehren in dieser Größenordnung bereits ein Reservierungsmerkmal mit gewisser Planungsreife sein soll. Darauf hatte der BDEW bereits in seiner Stellungnahme zu den Umsetzungsentwürfen gedrungen. Wenn künftig nur noch reservierungsfähige Anlagen individuell bearbeitet werden, führt dies in der Praxis zu einer Aufwandsverringerung und die wirklich realistischen Anschlussbegehren gelangen schneller zum Netzanschluss, weil nur Anfragende mit Planungsreife bearbeitet werden (vgl. § 8a Abs. 4 EEG 2023).

Allerdings ist deutlich darauf hinzuweisen, dass die Frist für die Erarbeitung der Reservierungskriterien und -fristen durch die Netzbetreiber zu kurz bemessen ist (9 Monate nach Inkrafttreten). Die Einschätzung des BDEW, dass die neuen Verfahren frühestens ab 1. Januar 2026 zum Einsatz kommen können, basierte auf einer Abschätzung ab Vorlage des Umsetzungsentwurfs. Da nun, fast ein halbes Jahr später, noch keine Referentenentwürfe vorliegen und mit dem Inkrafttreten der Neuregelungen frühestens im Spätherbst 2024 zu rechnen ist, dürfte eine allgemeine Anwendung der standardisierten Verfahren vor dem 1. Januar 2027 unrealistisch sein. Dies würde eine einjährige Erarbeitung sowie eine einjährige Übergangsfrist beinhalten, wenn man von einem Inkrafttreten ab 1. Januar 2025 ausgeht. Nach erstmaliger Freigabe des abgestimmten Reservierungsmechanismus durch die BNetzA werden mind. 12 Monate benötigt, um die Systeme bei den Netzbetreibern darauf umzustellen. Die Branche wird zudem gleichzeitig Standards für Netzanschlussverfahren nach § 8 Abs. 8 bis 10 EEG-E erarbeiten müssen. Hier sollte eine sorgfältige Erarbeitung vor Schnelligkeit gehen. Eine auskömmliche Erarbeitungsfrist dürfte insofern nicht schädlich sein, als grds. funktionierende Verfahren der Kapazitätsreservierung von Netzbetreibern durchgeführt werden, deren Rahmenbedingungen der BGH in seine Entscheidung von 2023 **präzisiert hatte**. Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, sachgerechte Reservierungskriterien zu finden, die die im Entwurf genannten Ziele erreichen. Die folgende Standardisierung ist dann ein mittelfristiges Ziel.

Grundsätzlich lehnt der BDEW finanzielle Sicherheiten statt sachlicher Reservierungskriterien jedenfalls für die Mittelspannung ab. Finanzielle Beiträge weisen keinen konkreten Planungsfortschritt nach und führen zu einer künstlichen Blockierung von Netzkapazitäten. In höheren Spannungsebenen handelt es sich dagegen um ein dezidiertes Projektgeschäft und erhebliche Kapazitäten, die zunächst blockiert werden, sodass der Aufwand im Verhältnis zum Nutzen anders einzuordnen ist als in den anderen niedrigeren Spannungsebenen. Insofern sollten finanzielle Kriterien, solange eine erdrosselnde Wirkung ausgeschlossen und Akteursvielfalt weiter gewährleistet werden kann, nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Für die Hoch- und Höchstspannung sollte daher die Möglichkeit gegeben sein, eine Reservierungsgebühr als Reservierungskriterium vorzuhalten. Auch in Mittelspannung sollte gesetzlich zumindest die Möglichkeit bestehen als „Notfall“-Option ausnahmsweise bei fehlendem Projektfortschritt eine Reservierungsgebühr einzuführen. Zudem sollte gesetzlich eine Verpflichtung zur sofortigen „Rückgabe“ von reservierter Kapazität aufgenommen werden, sofern vor Fristende für den jeweiligen Reservierungsabschnitt für den Anschlussbegehrenden feststeht, dass das Projekt nicht weitergeführt wird (Beispiel: erforderliche Genehmigung wird nicht erteilt).

Vor dem Hintergrund des im Solarpakets I aufgenommenen § 17 Abs. 2a EnWG, der keinen Netzan schlussvorrang von EEG- und KWK-Anlagen gegenüber Speichern sieht, sollten die Reservierungsmechanismen auch auf Speicher nach dem EnWG durch Verweis aus dem § 17 Abs. 2a EnWG auf § 8a EEG 2023-E ausgedehnt werden. In diesem Zusammenhang weist der BDEW zuletzt darauf hin, dass Kapazitätsreservierungsmechanismen für Anschlusskonstellationen außerhalb des EEG sowohl einspeise- als auch bezugsseitig insgesamt immer stärker erforderlich werden. Durch die gesetzliche Regelung der Reservierungsverfahren im EEG besteht die Befürchtung, dass andere Reservierungsverfahren schwerer durchsetzbar werden. Insofern regt der BDEW an, jedenfalls in der Begründung klarzustellen, dass andere Reservierungsverfahren weiter zulässig bleiben und es im EEG vor allem um eine Standardisierung und Abwägung der Interessen Planungssicherheit und Beschleunigung des EE-Ausbaus geht.

Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartner

Maximilian Grey
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität
+49 30 300 199-1125
maximilian.grey@bdew.de

Constanze Hartmann
Abteilung Recht
+49 30 300 199-1527
constanze.hartmann@bdew.de

Jaromir Simon
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität
+49 30 300 199-1113
jaromir.simon@bdew.de

Geertje Stolzenburg
Abteilung Recht
+49 30 300 199-1513
geertje.stolzenburg@bdew.de