

Berlin, 6. Februar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung

Konsultation der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur vom 19. Dezember 2025 (GBK-24-02-1#4)

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, 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

Zusammenfassung	3
1 Hintergrund	4
2 Adressaten (Tenorziffer 2)	5
3 Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)	6
4 Datengrundlage (Tenorziffer 4)	6
5 Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)	7
5.1 Allgemeine Anmerkungen	7
5.2 Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.1).....	13
5.3 Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	14
5.4 Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5. 4)	14
6 Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)	15
6.1 Allgemeine Anmerkungen	15
6.2 Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	16
6.2.1 Monetarisierung (Tenorziffer 6.2.6).....	21
6.3 Digitalisierung (Tenorziffer 6.3).....	22

Zusammenfassung

- › Der BDEW teilt die Position der Bundesnetzagentur (BNetzA), dass grundlegende Änderungen am Qualitätselement Netzzuverlässigkeit nicht erforderlich sind. Deutlich abzulehnen ist jedoch die im Entwurf vorgesehene Verschärfung der Anerkennungspraxis bei „Höherer Gewalt“, wonach ungeplante Versorgungsunterbrechungen nur dann nicht mehr berücksichtigt werden sollen, wenn ein entsprechendes Ereignis innerhalb von 50 Jahren lediglich einmal auftritt. Diese Schwelle ist sachlich nicht begründet und wird den tatsächlichen Risiken extremer Wetter- und Umweltereignisse nicht gerecht.
- › Die BNetzA will eine Ausweitung des bestehenden Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Strom auf Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren und Kleinstnetzbetreiber prüfen. Der BDEW lehnt eine Ausweitung aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ab. Auch die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit sollte erst dann ausgeweitet werden, wenn der Adressatenkreis auf die Gesamtheit der Netzbetreiber ausgeweitet wird. Die Formulierung im Festlegungsentwurf ist dahingehend klarzustellen.
- › Für die Netzleistungsfähigkeit ist derzeit keine hinreichend belastbare Datengrundlage vorhanden, um Kennzahlen regulatorisch festzulegen. Die geplanten Energiewendekompetenz-Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ sind nicht sachgerecht, da sie nur sehr eingeschränkt durch Netzbetreiber beeinflussbar sind und stark von externen Faktoren abhängen. Diese Kennzahlen sollten daher entfallen.
- › Der Festlegungsentwurf sollte um eine jährliche Überprüfung ergänzt werden, ob und in welchem Umfang gebietsstrukturelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern die Kennzahlenwerte beeinflussen. Die pauschale Ablehnung eines solchen Zusammenhangs durch die Behörde sieht der BDEW äußerst kritisch.
- › Finanzielle Anreize zur Steigerung der Netzleistungsfähigkeit sind einer späteren Festlegung vorbehalten. Angesichts der erheblichen Mängel und Unsicherheiten bei der Ermittlung der Energiewendekompetenz ist eine Monetarisierung derzeit deutlich abzulehnen.

1 Hintergrund

Im Rahmen des NEST-Prozesses (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.) der Bundesnetzagentur (BNetzA) soll auch die Qualitätsregulierung als Teil der Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber weiterentwickelt werden.

Die bisherige Qualitätsregulierung in Form der Netzzuverlässigkeit soll künftig auch Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ und „Digitalisierung“ der Netzbetreiber umfassen. Die bereits in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) angelegte, aber bislang regulatorisch nicht ausgestaltete Netzleistungsfähigkeit wird damit neu ausgestaltet und in die Bestandteile „Energiewendekompetenz“ und „Digitalisierung“ aufgegliedert. In einem ersten Schritt sollen hierzu Indikatoren erhoben werden, die die „Energiewendeorientierung“ eines Netzbetreibers abbilden. In einem zweiten Schritt ist die Veröffentlichung der Indikatoren geplant. In einem dritten Schritt könnten die Indikatoren mit finanziellen Anreizen belegt werden.

Das Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung wurde am 14. Oktober 2024 mit einem [Eckpunktepapier](#) gestartet. Am 3. Februar 2025 wurde eine Festlegung für eine Datenerhebung für die Ermittlung und Ableitung von Kennzahlen der „Energiewendekompetenz“ [konsultiert](#). Der BDEW hatte hierzu am 14. Februar 2025 eine [Stellungnahme](#) eingereicht und insbesondere den Erhebungsaufwand als auch die kurzen Fristen kritisiert. Die Datenerhebung wurde am 17. März 2025 [beschlossen](#) und erfolgte zeitgleich zum jährlichen Energiemonitoring der Netzbetreiber.

Am 10. September 2025 veranstaltete die BNetzA einen [Expertenaustausch](#), in welchem die Ergebnisse der Datenerhebung sowie ein von der BNetzA in Auftrag gegebenes [Gutachten](#) von E-Bridge und FGH zu Energiewendekompetenz-Kennzahlen und deren mögliche Übersetzung in ein finanzielles Anreizsystem vorgestellt wurde. Der BDEW nutzte in Bezug auf das Gutachten und eine [Einordnung](#) durch die Große Beschlusskammer Energie (GBK) die Gelegenheit einer [Stellungnahme](#) zu den Kennzahlen und Ausgestaltung der Netzleistungsfähigkeit. Der BDEW übte detaillierte Kritik an der Datengrundlage des Gutachtens sowie an den Vorschlägen für die Kennzahlen und das Anreizsystem.

Der [Entwurf für die Methodenfestlegung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung](#) wurde am 19. Dezember 2025 zur Konsultation gestellt. Der BDEW bedankt sich in diesem Rahmen für die Gelegenheit einer Stellungnahme.

2 Adressaten (Tenorziffer 2)

Wie in den [Stellungnahmen zum Eckpunktepapier](#) vom Oktober 2024 sowie in der [Stellungnahme zur Tenorierung RAMEN](#) bereits ausführlich dargelegt, **lehnt der BDEW eine Ausweitung des bestehenden Qualitätselementes (Netzzuverlässigkeit Strom) auf Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren und Kleinstnetzbetreiber ab.**

Eine Ausweitung des verpflichtenden Qualitätselementes steht im deutlichen Widerspruch zum Ziel der BNetzA, die Regulierung „schneller, einfacher und vor allem weniger bürokratisch“ auszugestalten. Das in der [Festlegung RAMEN Strom](#) beschriebene Aussetzen einer Anwendung der Qualitätsregulierung mit Blick auf die Netzzuverlässigkeit für die 5. Regulierungsperiode reicht hierfür nicht aus.

Mit dem bisher bei rund 200 Stromverteilnetzbetreibern im regulären Verfahren umgesetzten Qualitätselement Netzzuverlässigkeit Strom wurde eine Abdeckung von rund 85 Prozent der Letztverbraucher erreicht. Die Netzzuverlässigkeitskennziffern (SAIDI und ASIDI) haben sich über alle rund 830 Stromverteilnetze in Deutschland – einschließlich der über 600 Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren – seit 2006 immer weiter verbessert und sind weiterhin auf einem Spitzenplatz im internationalen Vergleich. Der Nutzen einer Ausdehnung des Adressatenkreises bezogen auf die Netzzuverlässigkeit Strom ist daher erheblich in Zweifel zu ziehen und erscheint unverhältnismäßig. Sicher ist hingegen der stark steigende Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern und der BNetzA. Zu bedenken ist dabei auch: Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren unterliegen in vielen Fällen der Aufsicht der Landesregulierungsbehörden und somit nicht der BNetzA. Im Falle einer Ausweitung des Adressatenkreises wäre unbedingt ein Gleichklang zwischen diesen Regulierungsbehörden (mit weiterem Aufwand) sicherzustellen.

Die Evaluierung der BNetzA hinsichtlich der Ausweitung des Adressatenkreises ist daher zu begrüßen. In diesem Zuge ist der Nachweis eines konkreten Handlungsbedarfes zur Ausweitung des Adressatenkreises notwendig – insbesondere zur Frage, ob die bisherige Abstufung beim Qualitätselement Netzzuverlässigkeit zu Regelungslücken und Fehlanreizen geführt hat. Aus Sicht der Branche ist diese Frage zu verneinen und es liegt kein Handlungsbedarf vor. Einen Beleg für einen Handlungsbedarf hat die BNetzA bislang nicht geliefert. Ein weiterer Aspekt ist das Aufwand-Nutzen Verhältnis. Nach bisherigem Verständnis sind Unternehmen mit der Sonderregelung für die 5. Regulierungsperiode zwar von der Anwendung der Qualitätsregulierung ausgeschlossen, doch findet die Datenerhebung (und das Miteinbeziehen der Daten zur Bestimmung des Qualitätselementes) laut Tenorziffer 4 dennoch statt. Da bei einer Ausweitung des Adressatenkreises gesamtwirtschaftlich der mögliche Nutzen in keinem Verhältnis zum Umsetzungsaufwand steht, sollte aus Sicht des BDEW das bestehende Qualitätselement

(Netzzuverlässigkeit Strom) weiterhin auf Verteilnetzbetreiber im Regelverfahren beschränkt bleiben.

3 Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)

Das rollierende Verfahren ist im Sinne der Fortführung der bereits etablierten Regelungen zum Qualitätselement zu begrüßen.

4 Datengrundlage (Tenorziffer 4)

Zur Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit und der Kennzahlenwerte zur Netzleistungsfähigkeit sollen laut Festlegungsentwurf die Daten aller Netzbetreiber herangezogen werden. Die Formulierung ist dahingehend klarzustellen, dass für die Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit ausschließlich die Daten des betroffenen Adressatenkreises zu verwenden sind. Eine Bestimmung des Qualitätselementes aufgrund aller Netzbetreiberdaten ist entschieden abzulehnen, da die Anwendung der Regelungen zur Netzzuverlässigkeit weiterhin auf eine Teilmenge der Netzbetreiber begrenzt bleiben soll. **Eine Ausweitung der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit sollte erst dann erfolgen, wenn der Adressatenkreis auf die Gesamtheit der Netzbetreiber ausgeweitet wird.** Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren besteht kein Monetarisierungsanreiz in Bezug auf die erhobenen Daten. Eine Vergleichbarkeit der Daten ist daher nicht gewährleistet. Eine Ausweitung des Adressatenkreises in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit lehnt der BDEW jedoch, wie oben ausgeführt, entschieden ab.

Bei der Ermittlung der Kennzahlen ist sicherzustellen, dass die verwendeten Daten eine hohe Qualität aufweisen und repräsentativ für die tatsächlichen Gegebenheiten der Netzbetreiber sind. Dabei muss jedoch gewährleistet sein, dass die Erhebungspraxis belastbare und vergleichbare Ergebnisse ermöglicht. **Im Falle der Netzleistungsfähigkeit ist aus Sicht des BDEW derzeit keine hinreichend belastbare Datengrundlage vorhanden, um fundierte regulatorische Schlüsse zu ziehen.**

Die bisher erhobenen Daten sind in weiten Teilen von Unsicherheiten geprägt und lassen keine verlässliche Beurteilung der Energiewendekompetenz zu. Wichtige Gründe sind die zuvor fehlende Notwendigkeit der Erfassung vieler Datenpunkte durch die Netzbetreiber sowie große Interpretationsspielräume durch mangelnde Definitionen (siehe unsere [Stellungnahme](#) zum Gutachten von E-Bridge und FGH). Weitere Probleme ergeben sich aus der Auswertung des Datensatz aus der Erhebung 2025: nachträgliche Änderungen am Datensatz (u.a. Filterungen und Medianimputationen), die Behandlung fehlender Angaben sowie die Gleichsetzung von Schätzwerten mit validen Messwerten. Es ist deutlich zu kritisieren, dass die

Veröffentlichung der für das Gutachten und den Entwurf der Methodenfestlegung verwendeten Datengrundlage aus der Erhebung 2025 erst zwei Tage vor Ende der Konsultation erfolgte. Der BDEW behält sich vor, zu einem späteren Zeitpunkt die Erkenntnisse aus der Datenveröffentlichung in Bezug auf die Methodenfestlegung zu kommentieren.

Es muss zunächst eine konsistente und valide Datengrundlage geschaffen werden, bevor Kennzahlen festgelegt werden. Erst auf Grundlage einer solchen konsistenten Datengrundlage können die Zusammenhänge zwischen den Indikatoren belastbar analysiert und sachgerechte Schlussfolgerungen gezogen werden.

5 Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)

5.1 Allgemeine Anmerkungen

Der BDEW teilt die Position der BNetzA, am derzeitigen Verständnis der Qualitätsregulierung in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit festhalten zu wollen. Das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit wird seit 2012 bei den Stromverteilnetzbetreibern umgesetzt und hat sich erfolgreich etabliert. Die im internationalen Vergleich sehr gute Netzzuverlässigkeit in Deutschland konnte seit Einführung der Qualitätsregulierung nochmals deutlich gesteigert werden und hat sich mittlerweile auf außerordentlich gutem Niveau eingeschwungen. Grundlegende Änderungen an der Ausgestaltung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sollten daher nicht erforderlich sein.

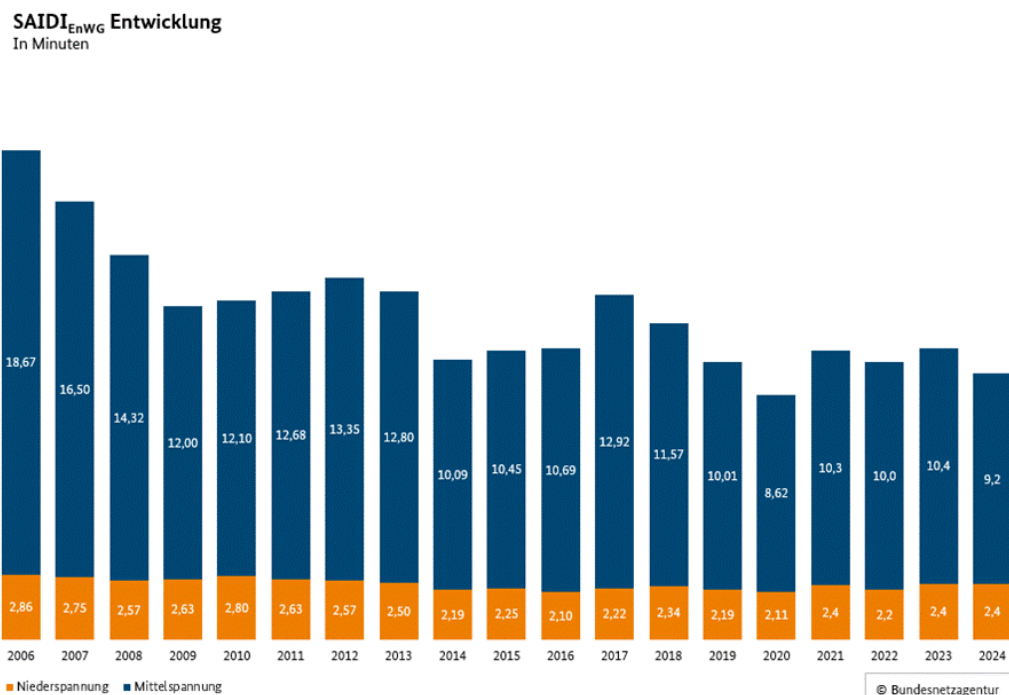
Dem Aspekt der Kontinuität klar entgegen steht jedoch die Neuerung einer veränderten Anerkennungspraxis bei dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „höherer Gewalt“ zuzuordnen sind, sollen laut dem aktuellen [Festlegungsentwurf zur Methodenfestlegung Qualitätsregulierung](#) bei der Bildung der Kennzahlenwerte nur dann nicht mehr einbezogen werden, wenn sie nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten. Dies ist – insbesondere mit Blick auf die grundlegende Zielsetzung der Qualitätsregulierung – als äußerst kritisch zu bewerten, wie wir im Folgenden erläutern.

Stabile Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland

Die Versorgungszuverlässigkeit ist in Deutschland seit Jahren stabil auf sehr hohem Niveau – auch im internationalen Vergleich. Die Qualitätsregulierung hat ihr Ziel erfüllt, eine Kostenoptimierung der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung zulasten der Versorgungssicherheit zu unterbinden. Insbesondere in der Mittelspannung konnten nach Beginn der jährlichen Datenerhebung ab 2006 branchenweit noch spürbare Verbesserungen der Kennzahlen erzielt werden. Mittlerweile haben sich die Zuverlässigkeitskennzahlen in der Nieder- und Mittelspannung jedoch auf sehr gutem Niveau eingeschwungen, wie sich nachfolgender Grafik

der BNetzA entnehmen lässt (Abbildung 6.1). Die Entwicklung der Kennzahlen entspricht dem theoretischen Grundgedanken der Qualitätsregulierung zum Erreichen eines volkswirtschaftlich optimalen Versorgungszuverlässigkeit und bestätigt die Wirksamkeit der etablierten Methodik.

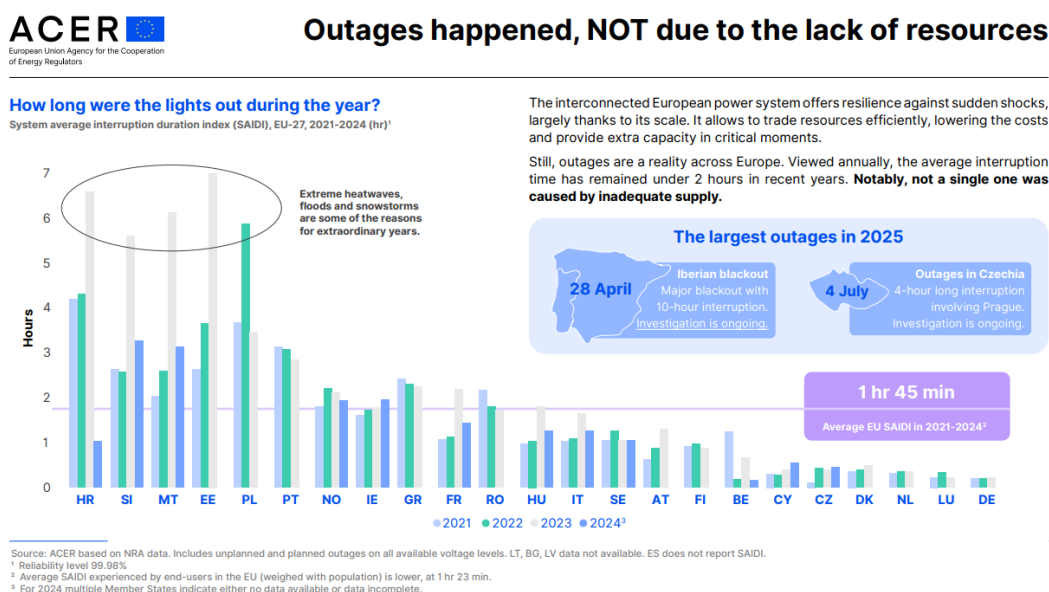
Abbildung 6.1 Durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher (2006-2024)



Quelle: Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom ([Link](#), aufgerufen am 22.01.2026)

Auch im europäischen Vergleich sticht Deutschland beim SAIDI-Wert positiv hervor, wie Abbildung 6.2 zeigt.

Abbildung 6.2 SAIDI im europäischen Vergleich



Quelle: ACER: Monitoring Report v. 20.11.2025, S. 7, ([Link](#), aufgerufen am 22.01.2026).

Etablierte Prüfprozesse und strukturelle Besonderheiten der Netzgebiete

Die Prüfprozesse zur Anerkennung von Ereignissen der „Höheren Gewalt“ wurden in der Branche über viele Jahre etabliert und kontinuierlich weiterentwickelt. Die bisherige Anerkennungspraxis, etwa bei außergewöhnlichen Windereignissen ab Windstärke ≥ 10 Beaufort, ist gelebter Standard und hat sich in der Anwendung bewährt. Bereits unter den derzeit geltenden Regelungen ist insbesondere der Nachweis seltener Hochwasserereignisse mit erheblichem Aufwand verbunden, da hierfür komplexe hydrologische Bewertungen erforderlich sind. Im Vergleich hierzu verfügt die Prüfung von Windereignissen über klar definierte und praktikable Abgrenzungskriterien. Hinzu kommt, dass fünfzigjährige Windspitzenhöchstwerte sowie entsprechende Extremwerte anderer meteorologischer Parameter durch den Deutschen Wetterdienst nicht frei verfügbar veröffentlicht werden, was den Prüfaufwand zusätzlich erhöht.

Die von der BNetzA beabsichtigte Änderung der Anerkennungspraxis würde daher nicht zu einem Abbau von Bürokratie führen, sondern vielmehr zusätzlichen, ressourcenintensiven Anpassungsaufwand nach sich ziehen. Insbesondere ist mit einer Zunahme aufwendiger Einzelfallprüfungen und langwieriger Abstimmungsprozesse zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde zu rechnen. Ein messbarer Zusatznutzen für die Kennziffern SAIDI oder für die

tatsächliche Versorgungszuverlässigkeit ist hingegen nicht ersichtlich, da die Qualitätskennzahlen bereits heute auf einem sehr hohen und stabilen Niveau liegen.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass sich die Kontinuität der Versorgungslage in einem Netzgebiet durch einzelne Ereignisse höherer Gewalt sprunghaft verändern kann. Zwar ist die Anzahl der als „Höhere Gewalt“ einzustufenden Störungsereignisse im Verhältnis zur Gesamtzahl der Versorgungsunterbrechungen gering, die Auswirkungen dieser Ereignisse auf die Kennzahlen und die öffentliche Wahrnehmung sind jedoch erheblich. Eine einzelne Extremwetterlage kann die Versorgungskennzahlen eines Netzbetreibers über Jahre hinweg maßgeblich beeinflussen, ohne dass dies Rückschlüsse auf die grundsätzliche Leistungsfähigkeit oder das Qualitätsniveau des Netzes zulässt.

Zudem bestehen erhebliche strukturelle Unterschiede zwischen den Netzgebieten, die bei einer Verschärfung der Anerkennungskriterien unzureichend berücksichtigt würden. Insbesondere in Mittelgebirgslagen oder topografisch anspruchsvollen Regionen ist eine vollständige oder weitergehende Verkabelung des Netzes technisch, ökologisch oder wirtschaftlich nur eingeschränkt möglich. Netzbetreiber in solchen Gebieten sind Extremwetterereignissen daher stärker ausgesetzt und verfügen zugleich über geringere technische Alternativen zur Risikominderung. Eine pauschale Verschärfung der Anerkennungspraxis würde diese strukturellen Besonderheiten nicht angemessen abbilden und zu sachlich nicht gerechtfertigten Verzerrungen in der Qualitätsregulierung führen.

Stochastische Natur von Extremwetterereignissen und regionale Unterschiede

Extremwetterereignisse sind und bleiben seltene Phänomene, deren Eintrittswahrscheinlichkeiten insbesondere für einzelne Netzgebiete nicht exakt vorhersehbar sind. Entsprechend stellen auch etablierte meteorologische und hydrologische Bemessungsgrößen, wie etwa ein HQ50-Ereignis, statistische Annäherungen auf Basis historischer Daten dar, die keine absolute Sicherheit bieten. Charakteristisch für solche Ereignisse ist vielmehr ihre stochastische Natur, die auch eine zeitliche Häufung innerhalb kurzer Zeiträume ausdrücklich einschließt.

In den Regelbeispielen zur Einordnung von Ereignissen als „Höhere Gewalt“ werden unter anderem Windereignisse sowie außergewöhnliche Hochwasser als mindestens fünfzigjährige Ereignisse benannt. Dabei ist klarzustellen, dass ein sogenanntes fünfzigjähriges Ereignis einer jährlichen Eintrittswahrscheinlichkeit von $1/50$ entspricht und ein mehrfaches Auftreten innerhalb eines 50-Jahres-Zeitraums statistisch nicht ausschließt.

Die im Festlegungsentwurf zugrunde gelegte Annahme, dass ein solches Ereignis innerhalb der letzten 50 Jahre nicht bereits eingetreten sein darf, steht daher nicht im Einklang mit der

fachlichen Definition entsprechender Bemessungsereignisse. Eine solche Auslegung würde den statistischen Charakter extremer Naturereignisse unzureichend berücksichtigen.

Zudem ist in Deutschland die Wetterbetroffenheit regional sehr unterschiedlich. Netzbetreiber in bestimmten Gebieten sind aufgrund topografischer und klimatischer Bedingungen deutlich stärker exponiert als andere. So konnte in bestimmten Gebieten eine vollständige Verkabelung bislang nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Mehraufwand umgesetzt werden, da dort andere Netztopologien vorherrschen und Bodenklassen die Erdverkabelung erheblich erschweren und damit verteuern.

Gleichzeitig steht die neue, starre 50-Jahres-Schwelle dem Grundsatz entgegen, objektive strukturelle Unterschiede wie eben die regionale Wetterexposition zu berücksichtigen. Dies führt zu erheblichen Verzerrungen beim Benchmark in der Qualitätsregulierung.

Gesellschaftspolitische Auswirkungen und Signale

Die geplante Änderung hätte erhebliche gesellschaftspolitische Auswirkungen. Durch die Einbeziehung beinahe aller Extremwetterereignisse in die SAIDI-Statistik würden die Kennziffern zur Versorgungszuverlässigkeit sichtbar steigen – ohne dass sich die reale Versorgungslage verschlechtert. Dies würde in Medien, Politik und Öffentlichkeit zwangsläufig als Rückgang der Versorgungssicherheit interpretiert und birgt ein erhebliches Verunsicherungspotenzial.

Gerade in einer Zeit multipler Krisen sind solche Signale gefährlich. Die bisher stabilen, sehr guten SAIDI-Werte vermitteln Vertrauen in die Energieversorgung. Eine methodisch verursachte Verschlechterung der Statistik würde hingegen den gegenteiligen Eindruck erzeugen und Zweifel an der Stabilität der Netze verstärken. Die Regulierungsbehörde würde damit unbeabsichtigt ein falsches Bild in die Öffentlichkeit senden.

Zudem entstehen zusätzliche Belastungen für die Energiewende. Steigende SAIDI-Werte setzen Netzbetreiber unter Druck, Investitionen zugunsten statistischer Verbesserungen umzu lenken, obwohl die Mittel eigentlich für den dringend benötigten Netzausbau und die Transformation der Energieinfrastruktur benötigt werden. Dies schafft Fehlanreize und behindert zentrale energiepolitische Ziele.

In der öffentlichen Wahrnehmung wird sich die Debatte nicht auf eine geänderte Berechnungsmethodik konzentrieren, sondern allein auf die gestiegenen Zahlen: „*Mehr Stromausfälle – droht ein Blackout?*“ Solche Schlagzeilen bergen das Risiko, dass die politische Stimmung kippt und das Vertrauen in die Energieversorgung unnötig beschädigt wird. Des Weiteren haben diese Änderungen Einfluss auf den Konzessionswettbewerb, vor allem mit Netzbetreibern im Vereinfachten Verfahren, da die Kennziffern zur Versorgungssicherheit seit Jahren

bewertet werden und Kennziffern, die sich allein durch angepasste Definitionen verschlechtern, zu Nachteilen führen können.

Fehlanreize für volkswirtschaftliches Qualitätsoptimum zu Lasten der Energiewende

Die veränderten Kriterien zur Einordnung in die Höhere Gewalt haben weitreichende Konsequenzen auf die künftigen Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers. Netzbetreiber müssen aufgrund begrenzter Ressourcen grundsätzlich abwägen, ob Investitionen in die Energiewende oder in die Erhöhung der Netzzuverlässigkeit getätigt werden. Die avisierte Verschärfung der Anforderungen an die Netzzuverlässigkeit erzeugt Fehlanreize zu Lasten der Energiewende, die weder dem Sinn noch dem Zweck der Qualitätsregulierung entsprechen.

Als Folge der strengeren Kriterien müssten Netzbetreiber zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen durch schwere Stürme (Windstärke ≥ 10 Bft.) bspw. eine übermäßige Erdverkabelung der Netze in Betracht ziehen. Aufgrund der bisherigen Qualitätsregulierung ist davon auszugehen, dass Netzbetreiber bereits ein individuelles Kosten/Nutzen-Optimum in Bezug auf den Einsatz von Erdkabeln und Freileitungen erreicht haben. Jede weitergehende Erhöhung des Verkabelungsgrades von Netzen ist mit einer größeren Kostenbelastung verbunden. Die Zunahme an Verkabelungsmaßnahmen würden außerdem die derzeit bereits angespannten Lieferketten und Materialströme zusätzlich belasten. Hinzu kommen bei den Verlegungsarbeiten erhebliche Eingriffe in Boden und Landschaft, die ökologische Nachteile mit sich bringen. Zudem werden personelle und materielle Ressourcen gebunden, die für den Netzausbau im Rahmen der Energiewende nicht zur Verfügung stehen.

Fehlanreize zulasten der Netzkunden im Kontext des volkswirtschaftlichen Qualitätsoptimums

Ein vergleichbares Bild ergibt sich aus Sicht der Netzkunden. Eine Reduktion von Versorgungsunterbrechungen ist grundsätzlich auch kundenseitig erwünscht. Jede weitere Verbesserung des Zuverlässigkeitsniveaus ist jedoch mit zusätzlichen Investitionen und deshalb mit steigenden Netznutzungsentgelten verbunden, sodass auch aus Kundensicht ein angemessenes Kosten/Nutzen-Optimum anzustreben ist.

Vor diesem Hintergrund erscheint fraglich, ob die Vermeidung sehr seltener Extremereignisse, wie schwerer Stürme mit Windstärken von ≥ 10 Bft., einen derart hohen Zusatznutzen für Netzkunden entfaltet, dass hierfür dauerhaft höhere Netzentgelte akzeptiert würden. Angesichts der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit solcher Ereignisse ist vielmehr davon auszugehen, dass Netzkunden auf alternative Schadensminderungsstrategien setzen, etwa auf eine

schnelle Wiederversorgung durch den Netzbetreiber oder – in begrenztem Umfang – auf eigene Vorsorgemaßnahmen.

Eine umfassende Ertüchtigung der Netze zur Beherrschung außergewöhnlicher Extremwetterereignisse stellt daher auch aus Sicht der Netzkunden nicht die vorrangige Zielsetzung dar.

Abweichende Behandlung von Extremwetterereignissen im Branchenvergleich

Im Vergleich zu anderen Branchen wird der Umgang mit Extremwetterereignissen deutlich flexibler und risikoorientierter ausgestaltet, als dies bei der im Festlegungsentwurf vorgesehenen Verschärfung für Stromnetzbetreiber der Fall wäre. Während für Stromnetze implizit von einer jederzeitigen Verfügbarkeit ausgegangen wird, werden in anderen Sektoren außergewöhnliche Ereignisse im Schadensfall regelmäßig anerkannt.

In der Versicherungswirtschaft erfolgt die Risikobewertung auf versicherungsmathematischer Grundlage unter Berücksichtigung von Eintrittswahrscheinlichkeiten sowie möglicher Schadenshäufungen, ohne die Anwendung starrer statistischer Schwellenwerte, wie etwa einer Begrenzung auf ein einzelnes Ereignis innerhalb von 50 Jahren.

Auch im öffentlichen Fern- und Nahverkehr sowie im Luftverkehr kommen primär operative und sicherheitsorientierte Maßnahmen zur Anwendung, die situativ greifen. Instrumente wie Notfallkonzepte, Investitionen in Resilienz oder die Einstufung als außergewöhnlicher Umstand sind dort etabliert, ohne dass feste statistische Schwellen zugrunde gelegt werden.

Die genannten Branchen verfolgen damit **flexible, risikoorientierte Ansätze**, die sowohl die stochastische Natur von Extremwetterereignissen als auch regionale Unterschiede angemessen berücksichtigen. Eine pauschale Begrenzung auf einen Maximalwert innerhalb eines 50-Jahres-Zeitraums ist dort unüblich. Vor diesem Hintergrund erscheint eine entsprechende Verschärfung ausschließlich für Stromnetzbetreiber unverhältnismäßig und würde im branchenübergreifenden Vergleich eine unangemessene Sonderbelastung darstellen.

Aus diesen Gründen lehnt der BDEW die im Festlegungsentwurf vorgesehene Anpassung der Anerkennungspraxis beim Störungsanlass „Höhere Gewalt“ entschieden ab.

5.2 Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.1)

Die Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit sind im Sinne der Fortführung der bereits etablierten Regelungen zum Qualitätselement zu begrüßen.

5.3 Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)

Die Verwendung von gebietsstrukturellen Unterschieden in der Qualitätsregulierung ist eine gesetzliche MUSS-Bestimmung

Gemäß § 21a Abs. 3 S. 2 Nr. 5 EnWG kann die Regulierungsbehörde Regelungen zu Qualitätsvorgaben treffen. Wenn sie jedoch davon Gebrauch macht, dann muss sie dies *“unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber”* tun. Insofern stellt bereits die Regelung der RAMEN-Festlegung unter Pkt. 12.5 eine Verwässerung der gesetzlichen Vorgaben dar. Danach ist eine Berücksichtigung nur erforderlich, wenn diese für die Ermittlung von Kennzahlenwerten von Relevanz ist.

Unklar ist, welche Anforderungen an die Relevanz gestellt werden. Zumindest ist zu erwarten, dass die BNetzA die Nichtverwendung hinreichend, nachvollziehbar und transparent begründet. Dies ist in dem vorliegenden Festlegungsentwurf nicht der Fall. Es findet sich lediglich folgender Satz unter Pkt. 5.3.7: „In der Niederspannung ergibt sich kein Bedarf für die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede.“ Weshalb es diesen Bedarf nicht gibt, wird weiter unten (Tz. 249 ff.) zwar ausgeführt, allerdings anhand des Ausgangsgutachtens des Beratungsunternehmens Consentec aus dem Jahr 2010 sowie unter ausschließlicher Bezugnahme der Zusammenhänge hinsichtlich der Lastdichte. Somit ist zu befürchten, dass die diesbezüglichen Ausführungen nicht den Anforderungen einer ausgewogenen Ermessensausübung in Form des nun erhöhten Begründungserfordernisses im Rahmen der weitreichenden Regulierungsbefugnis der BNetzA genügen. Besonders mit Blick auf die Ausweitung des Adressatenkreises sollte die **Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden in der Nieder- und Mittelspannung neu evaluiert** werden.

Im Gegensatz zur obligatorischen Regelung in § 20 Abs. 2 Satz 2 ARegV soll Tenorziffer 5.3.2 lediglich eine optionale Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede festschreiben. Außerdem soll künftig die Möglichkeit einer Gruppenbildung gemäß § 20 Abs. 2 Satz 3 ARegV entfallen.

Insbesondere die Mittelspannungsnetze weisen deutliche objektive Unterschiede auf. Deshalb sollte die Referenzwertbildung zumindest für die Netzebene Mittelspannung weiterhin verpflichtend an einen oder mehrere Strukturparameter gekoppelt werden.

5.4 Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5. 4)

Die Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit ist im Sinne der Fortführung der bereits etablierten Regelungen zum Qualitätselement zu begrüßen.

6 Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)

6.1 Allgemeine Anmerkungen

Grundsätzlich begrüßt der BDEW das Vorhaben der BNetzA, die Transformationsleistung der Netzbetreiber stärker sichtbar zu machen und Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze eine besonders hohe Kompetenz unter Beweis stellen. Allerdings ist die mit dem Instrument der „Energiewendekompetenz“ verbundene Zielsetzung weiterhin unklar. **Die BNetzA sollte im Festlegungsentwurf weit klarer als bislang benennen, welche konkreten Umsetzungsprobleme durch das neue Regulierungsinstrument gelöst werden sollen, und inwieweit diese Probleme ausschließlich oder überwiegend in der Verantwortung der Netzbetreiber liegen.** Nur eine transparente Begründung kann einen sachgerechten Regulierungsbedarf rechtfertigen.

Die beste Förderung der Energiewende im Verteilnetz sind nicht neue Regulierungsinstrumente, sondern angemessene regulatorische Rahmenbedingungen, die die Finanzierbarkeit sicherstellen und Investitionen anreizen.

Mit dem Konzept der Energiewendekompetenz will die BNetzA die Umsetzung der Energiewende in Bezug auf die Netzbetriebstätigkeit messbar und vergleichbar machen. Aufgrund der Komplexität der Energiewende ergeben sich Interdependenzen, die eine umfassende Analyse und sachgerechte Bewertung erschweren. ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) versucht sich mit einem [neuen Positionspapier](#) vom Januar 2026 diesem Thema zu nähern. Es sollen künftig output-basierte Indikatoren entwickelt werden, die Rückschlüsse auf den Umsetzungsgrad von „Smart Grids“ in Europa zulassen. Neben den anderen nationalen Regulierungsbehörden erläutert in dem Papier die BNetzA ihr Konzept einer output-basierten Regulierung mit Verweis auf die Energiewendekompetenz. **Vor dem Hintergrund der vorangegangenen Datenerhebung und den damit verbundenen Kritikpunkten ist es aus Sicht des BDEW zu früh für eine anreizbasierte Output-Regulierung.** Auch ACER empfiehlt in ihrem Bericht, vor der Einführung anreizbasierter Output-Instrumente zunächst Daten in ausreichendem Umfang zu sammeln, um die Wirksamkeit und Belastbarkeit des jeweiligen Instruments zu analysieren und in Zukunft eine erfolgreiche Output-Regulierung sicherzustellen.

Die BNetzA behält sich ausdrücklich vor, weitere Ausprägungen der Netzleistungsfähigkeit insbesondere im Bereich der Aus- und Weiterbildungsanstrengungen als Beispiel für die Qualität des eingesetzten Personals eines Netzbetreibers zu prüfen und einzuführen (Tenorziffer 6.1 Satz 2, siehe Rz. 281-283). **Im Falle einer solchen Prüfung ist der frühzeitige Dialog mit den Netzbetreibern zwingend notwendig.**

Darüber hinaus ist die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers laut Festlegungsentwurf die „gegebenenfalls vorausschauende“ Umsetzung von Anforderungen (vgl. Tenorziffer 6.2),

zielt also auch auf den aktiven Aufbau künftiger Leistungsfähigkeit ab. Ein ausschließlich vergangenheitsbezogener Kennzahlenansatz kann diese vorausschauenden Fähigkeiten nur begrenzt abbilden. Die BNetzA erkennt diesen Zielkonflikt im Festlegungsentwurf an, indem sie auf starke Heterogenität unter den Netzbetreibern, fehlende Kennzahlen für Standardisierung und die große Bedeutung von Digitalisierung und Kooperation verweist. Kennzahlen sind ein notwendiger Bestandteil einer modernen Qualitätsregulierung, können aber den Aufbau künftiger Kompetenzen nicht allein sicherstellen. Die Weiterentwicklung der Regulierung muss daher mehrdimensional ausgestaltet sein: transparent, vergleichbar und dennoch offen für zukunftsgerichtete Elemente. Ein ergänzendes, input-orientiertes Element, das gezielt auf die Forderung und Förderung des Kompetenzaufbaus abzielt, kann ein sinnvoller Baustein zur Stärkung der Energiewendekompetenz sein. Die BNetzA sollte entsprechende Ansätze prüfen.

6.2 Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)

Im Gutachten von E-Bridge und FGH (S. 21 ff.) wird für die Bewertung der Energiewendekompetenz eine quantifizierbare Betroffenheit, mithin eine absolute Betroffenheit, vorausgesetzt. Läge eine sehr geringe Betroffenheit vor, seien Messgrößen nicht bestimmbar, statistisch nicht bewertbar oder hätten eine ingenieurtechnisch vernachlässigbare Aussagekraft. Aus diesem Grund legten die Gutachter einen Schwellenwert von zehn Netzanschlussbegehren fest. Davon weicht die BNetzA im Festlegungsentwurf ab. Sie hält eine absolute Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ab fünf in der Mittel-/Niederspannung bzw. zwei in der Hochspannungsebene für ausreichend, obwohl dies laut Gutachten zu Ausreißern und demzufolge einem signifikanten (negativen) Einfluss auf die Belastbarkeit der Ergebnisse führt (s. Rz. 316, vgl. S. 53 des Gutachtens) **Die niedrigere Betroffenheitsschwelle ist aus Sicht des BDEW äußerst kritisch zu bewerten.**

Zudem entsteht den Eindruck, dass im Gutachten fälschlicherweise Korrelation mit Kausalität gleichgesetzt wird (vgl. S. 24 zum Bestimmtheitsmaß). Ob der Wert eines Parameters ursächlich für den Wert eines anderen Parameters ist, lässt sich anhand der statistischen Untersuchung nicht feststellen. Es handelt sich lediglich um eine mathematisch-gestützte Annäherung an die Wirklichkeit, welche durch logische Überlegungen unter Zugrundlegung weiterer empirischer Untersuchungen (darunter eine fundierte Datenerhebung auf Grundlage hinreichend bestimmter Definitionen) gestützt werden muss. Insbesondere hinsichtlich der von der BNetzA angenommenen Beeinflussbarkeit, die wesentliche Voraussetzung einer wirksamen Regulierung ist, bekräftigt der BDEW seine vielfach dargelegten Bedenken.

In ihren Schlussfolgerungen stellen die Gutachter fest, dass in der absoluten Betroffenheit eklatante Unterschiede zwischen den Netzbetreibern gibt und für die Mittel- und Hochspannung demzufolge keine belastbare Aussage ableitbar ist (S. 53). Dieses Ergebnis stützt die

Erkenntnis der Branche, wonach die (versorgungs-)strukturellen Unterschiede einen so grundlegenden Einfluss auf die jeweiligen Herausforderungen der Energiewende haben, dass eine anreizbasierte Bewertung von „Kompetenz“ oder „Fähigkeit“ zwangsläufig zu Fehlanreizen führt.

Die vorgenannten und im Folgenden erläuterten Aspekte führen unweigerlich zum Schluss, dass die Bewertung der Energiewendekompetenz in der aktuell angedachten Konzeptionierung unüberwindbare Hürden enthält, die eine wirksame output-orientierte Regulierung derzeit verhindern.

Zu Tenorziffer 6.2.1 (Kennzahlen)

Aus Sicht des BDEW sind die Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ nicht sachgerecht und sollten entfallen. Tenorziffer 6.2.1 ist dementsprechend anzupassen:

„¹ Die Energiewendekompetenz wird im Bereich der Netzanschlüsse durch die Kennzahlen ~~„Zusätzliche erneuerbare Energie“~~, ~~„Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“~~, „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Erneuerbare-Energien-Anlagen“ und „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ jeweils differenziert nach Spannungsebenen beschrieben. ² Die Möglichkeit der Bildung und Berücksichtigung von Kennzahlen aus weiteren Bereichen, die die Energiewendekompetenz abbilden, bleibt unberührt. ³ Bei einem Vergleich der Kennzahlen zwischen den Netzbetreibern wird jährlich eine Überprüfung des Zusammenhangs mit gebietsstrukturellen Unterschieden durchgeführt.“

In der Folge sollten die Tenorziffern 6.2.2 und 6.2.3 entfallen.

Zunächst ist es sinnvoll, die Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ direkt mit „Umsetzungsquote“ zu benennen, da „zusätzlich“ eine absolute Größe suggeriert, während die tatsächlich verwendete Umsetzungsquote eine relative Größe darstellt, die angibt, wie viele Anfragen im Verhältnis zu den gestellten Anfragen in einem Jahr umgesetzt wurden.

In ihrer Begründung zur Tenorziffer 6.2.2 (und entsprechend Tenorziffer 6.2.3) betont die BNetzA, die Ermittlung der Kennzahl erfolge anhand der Anzahl der Anschlussbegehren und Netzanschlüsse, nicht anhand der Leistung der zusätzlichen erneuerbaren Energie. Die Anzahl

sei vom Netzbetreiber beeinflussbar, die Energiemengen dagegen vom Anschlussnehmer vorgegeben. Dieses Argument geht jedoch fehl. Jeder Netzkunde darf frei entscheiden, ob und in welchem Umfang er eine Anfrage stellt. Die Anzahl ist nur in geringem Maße durch Vorabbereitstellung bestimmter Informationen beeinflussbar. Ein Beispiel für nicht steuerbare Anschlussanfragen bietet die aktuelle Welle von Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher.

Der erwartbare Bereich der Umsetzungsquoten bewege sich laut BNetzA zwischen 0 und 1, da nur solche Begehren auch durchgeführt werden könnten, die angefragt würden. Werte bis 1,1 ergäben sich durch zeitliche Verschiebungen zwischen den Jahren und wären somit ebenfalls plausibel. Es stellt sich jedoch die Frage, welche anderen Gründe als zeitliche Verschiebungen zu Umsetzungsquoten kleiner 1 führen können. Dies müssen nicht durchgeführte Anfragen sein. Da der Netzbetreiber ein Begehren nur in wenigen Ausnahmefällen ablehnen darf, können die Abweichungen nur durch Stornierungen auf Kundenseite entstehen. Stornierungen liegen aber nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers. Die Entgegnung der BNetzA, der Netzbetreiber könne Stornierungen vorab durch gezielte Informationsbereitstellung zu einem gewissen Teil verhindern, trägt nur in geringem Maße.

Laut Festlegungsentwurf für die Datenerhebung 2026 zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung (GBK-26-02-1#1) sollen bei den umgesetzten Anfragen und den Netzanschlussdauern Stornierungen durch Kunden herausgerechnet werden. Zur Anzahl der qualifizierten Netzanschlussbegehren lässt die Definition jedoch offen, ob von Kundenseite stornierte Anschlussbegehren mitzuzählen sind oder nicht. Da die Kennzahl Umsetzungsquote gebildet wird als Anzahl *abgeschlossener* „vollständiger und qualifizierter Anschlussbegehren“ geteilt durch die Anzahl „vollständiger und qualifizierter Anschlussbegehren“, sollten die Stornierungen auch bei der Anzahl der qualifizierten Netzanschlussbegehren herausgenommen werden, da diese logischerweise nicht im Zähler auftauchen können. Viele Stornierungen würden die Quote ungerechtfertigterweise verschlechtern. Man denke hier erneut an die vielen parallel gestellten Anfragen für Großbatteriespeicher. Das Kriterium der Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber wird daher von den Umsetzungsquoten nicht erfüllt.

Entfallen die Stornierungen im Nenner der beiden Umsetzungsquoten richtigerweise, so würden diese lediglich abbilden, dass es einen zeitlichen Versatz gibt: Nicht alle Anträge eines Jahres werden genau in diesem Jahr fertiggestellt. Die Umsetzungsquoten wäre damit redundant zu den beiden Kennzahlen zur Netzanschlussdauer und könnten somit entfallen.

Es ist erfreulich, dass die BNetzA im Festlegungsentwurf die „Sonstigen Verbrauchseinrichtungen“ gegenüber der Datenerhebung im Jahr 2025 konkretisiert hat. Dem Netzbetreiber liegen

jedoch regelmäßig keine hinreichenden Informationen vor, um die vorgesehene Differenzierung der beantragten Netzanschlüsse für „Sonstige Verbrauchseinrichtungen“ hinsichtlich ihrer Förderung eines nachhaltigen Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energien vorzunehmen. Es gibt für die Netzbetreiber zudem keine Möglichkeit, die Nutzung eines Stromanschlusses für bestimmte Zwecke zu überprüfen oder gar auf bestimmte Verbraucher zu beschränken. Die Definition im Festlegungsentwurf eröffnet somit wiederum einen weiten Interpretationsspielraum, der einer einheitlichen Datenerhebung entgegensteht.

Angesichts der von der BNetzA beschriebenen Erwartung einer allgemeinen Verbesserung der Prozesse durch die Anreize der Energiewendekompetenzregulierung (Rz 346) ist nicht ersichtlich, weshalb bei der Bildung der Kennzahl nicht **sämtliche Anschlüsse** einbezogen werden. Eine vollständige Betrachtung des Anschlussaufkommens würde zumindest Schwierigkeiten bei der Abgrenzung in der Datenerhebung sowie potenzielle Fehlanreize zur Priorisierung von Anschlüssen mit Energiewendebezug vermeiden.

Die BNetzA behauptet, die Einbeziehung aller Verbrauchseinrichtungen erschwere die Differenzierung und gezielte Beanreizung der Energiewendekompetenz. Die Beschränkung der Energiewendekompetenz auf Netzanschlüsse, die einen hinreichend klaren und engen Zusammenhang mit der Energiewende haben, bedeute keine Priorisierung bei der Vergabe von Netzanschlüssen für solche Anschlussnehmer durch die Netzbetreiber. Das Anreizsystem ändere nichts an der Verpflichtung der Netzbetreiber, knappe Netzanschlusskapazitäten im Rahmen von diskriminierungsfreien Verfahren zu vergeben. Die Beschlusskammer gehe davon aus, dass von der hier angereizten Optimierung der Netzanschlussverfahren sowohl in Bezug auf den Kundenkontakt als auch im Hinblick auf die technische Realisierung in der Praxis auch andere Anschlussnehmer, die hier nicht ausdrücklich erwähnt sind, in gleicher Weise profitieren werden. Der Beschlusskammer sei kein Grund bekannt oder vorgetragen worden, warum ein Netzbetreiber Fortschritte im Netzanschlussprozess nicht in gleicher Weise allen Anschlussberechtigenden zugutekommen lassen sollte. Sollten sich wider Erwarten dafür Indizien ergeben, werde die Bundesnetzagentur dagegen mit Aufsichtsmaßnahmen vorgehen.

Der BDEW stimmt dieser Argumentation nicht zu. Wenn sich Optimierungen nämlich bei allen Anschlusstypen gleichermaßen manifestieren sollen, dann ist eine Unterscheidung bei der Analyse der Kennzahlen nicht notwendig. Auch eine gemeinsame Betrachtung aller Anschlusstypen (nach Netzebene) kann dann aufzeigen, ob verbesserte Prozesse greifen. Zudem wird hier das Risiko minimiert, dass einzelne Anschlussarten bewußt oder unbewußt bevorzugt werden.

Relative Betroffenheit/gebietsstrukturelle Eigenschaften

Der nach unserer Forderung in Tenorziffer 6.2.1 zu ergänzende Satz 3 „Bei einem Vergleich der Kennzahlen zwischen den Netzbetreibern wird jährlich eine Überprüfung des Zusammenhangs mit gebietsstrukturellen Unterschieden durchgeführt“ soll sicherstellen, dass eine Überprüfung von Zusammenhängen der Kennzahlenwerte mit gebietsstrukturellen Eigenschaften regelmäßig erfolgt, insbesondere aufgrund der noch unsicheren Datenbasis.

Die pauschale Ablehnung einer Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede sieht der BDEW äußerst kritisch. An der Sachgerechtigkeit der Ausführungen im Festlegungsentwurf (wie bereits im Gutachten) zum Einfluss gebietsstruktureller Unterschiede bestehen erhebliche Zweifel.

Die Korrelationsanalysen im Festlegungsentwurf sowie im Gutachten wurden anscheinend jeweils auf Basis des gesamte Datensatzes aus der Erhebung 2025 vorgenommen. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass in die Erhebung 2025 die Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren einbezogen wurden. Daraus ergibt sich zwangsläufig, dass die Anzahl sehr kleiner Netzbetreiber im Datensatz erheblich überwiegt und diese somit einen erheblichen Einfluss auf die ermittelten statistischen Kenngrößen ausüben, obwohl ihre absolute Betroffenheit vergleichsweise niedrig ausfällt. Für die zwingend vorzunehmenden Folgeanalysen ist daher auch eine vorangestellte Gruppenbildung zu prüfen, die sich bspw. an der absoluten Betroffenheit, der versorgten Fläche, der Letztverbraucheranzahl oder den betriebenen Spannungsebenen orientiert, damit relevante strukturelle Zusammenhänge ermittelt werden können.

Aus Sicht des BDEW ist es offensichtlich, dass die vier zu betrachtenden Kennzahlen (Umsetzungsquoten bzw. Netzanschlussdauer) die Ausgangsgrößen darstellen, bei der ein Zusammenhang mit gebietsstrukturellen Daten geprüft werden muss. In den Ausführungen der BNetzA wird indes auf die Anzahl der Netzanschlussbegehren (Rz. 318) und lediglich in der Formel in Rz. 319 auf die „Anzahl an Netzanschlussbegehren oder Kennzahlenwert“ abgestellt – anders als im Gutachten, in dem auch die Kennzahlen betrachtet wurden. Somit scheint die maßgebliche Größe, die von der BNetzA untersucht wurde, die Anzahl der Netzanschlussbegehren zu sein. Während die vier Kennzahlen aber relative bzw. dimensionslose Größen sind, stellt die Anzahl der Netzanschlussbegehren eine absolute Größe dar. Eine relative Kennzahl wie die Umsetzungsquote oder die Netzanschlussdauer kann sowohl von absoluten als auch von relativen Netzeigenschaften beeinflusst sein. Eine absolute Eigenschaft ist z.B. die absolute Anzahl der Letztverbraucher, die installierte Leistung oder die Fläche des Netzgebietes. Eine relative Eigenschaft ist z.B. die Lastdichte, das Verhältnis der Netzlänge in der Stadt im

Verhältnis zur gesamten Netzlänge, die installierte Erneuerbaren-Leistung im Vergleich zur Gesamtleistung, der Anteil schwerer Bodenklassen im Netzgebiet, der Anteil von Naturschutzgebieten oder das Verhältnis von Anschlussanfragen zu bestehenden Anschlüssen.

Um gebietsstrukturelle Einflüsse ausschließen zu können, müssen die vier Kennzahlen hinsichtlich ihrer Korrelationen mit absoluten und relativen gebietsstrukturellen Größen untersucht werden (Dichteparameter). Die Gutachter beschränkten sich auf Korrelationen mit absoluten Größen (mit der Ausnahme der Lastdichte und des Anteils von Anfragen für Windkraftanlagen an allen Anfragen). Eine Vielzahl von Parametern sind daher bislang nicht betrachtet worden. So liegen im Erhebungsbogen des Effizienzvergleichs viele zur Prüfung notwendige Strukturparameter vor, die herangezogen werden könnten.

Relative Strukturkennzahlen können auch geeignet sein, um die Auswirkungen der in der Vergangenheit erfolgten Anstrengungen zur Umsetzung der Energiewende zu überprüfen. Es muss sichergestellt werden, dass in dem Verfahren auch die historische Entwicklung vor den Jahren 2022 eines Netzbetreibers Bewertung findet, um eine vollständige Übersicht zur Betroffenheit der Energiewende zu erhalten und keine Benachteiligung der Netzbetreiber stattfindet, die bereits vor 2022 intensiv an der Umsetzung der Energiewende gearbeitet haben.

So könnte bspw. die Summenleistung der Einspeisepunkte im Verhältnis zur Summenleistung der existierenden Anschlusspunkte einen Indikator für den bereits erreichten Transformationsstand darstellen. Anhand derartiger Kennzahlen wäre u. a. zu prüfen, ob ein statistischer Zusammenhang zu den Anschlussprozessdauern besteht. Mit dem Voranschreiten der Transformation sind nämlich erhöhte Anforderungen bei der Integration weiterer Erneuerbaren- bzw. Verbrauchsanlagen zu erwarten.

6.2.1 Monetarisierung (Tenorziffer 6.2.6)

Die von uns ausführlich dargelegten Mängel und Unsicherheiten bei der Ermittlung der Energiewendekompetenz (insbesondere mit Blick auf die Datengrundlage, Definitionen, Kennzahlen und Vergleichbarkeit) müssen vor jedweder Monetarisierung und Berücksichtigung in der Regulierungsformel zwingend geklärt werden. Daher ist es erfreulich, dass finanzielle Anreize zur Steigerung der Netzleistungsfähigkeit einer späteren Festlegung vorbehalten bleiben. **Der Feststellung der BNetzA, dass bereits die Veröffentlichung der Kennzahlen beträchtliche Anreize für die Netzbetreiber entfaltet, ihre Ergebnisse zu verbessern, stimmen wir ausdrücklich zu.**

Das im Gutachten von E-Bridge und FGH vorgeschlagene finanzielle Anreizsystem ist äußerst komplex und nur eingeschränkt nachvollziehbar, da es auf einer Vielzahl von Rechenschritten und Annahmen beruht. Es besteht die Sorge, dass mit einer fehlenden Transparenz und

Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse die Akzeptanz des Instruments in der Praxis beeinträchtigt sein wird.

Insbesondere ist eine Monetarisierung auf Grundlage der CO₂-Vermeidung aus Sicht des BDEW nicht sachgerecht. Die zugrunde liegenden Annahmen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und basieren teilweise auf Größen, die außerhalb der Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber liegen (z. B. Standortfaktoren, Anfrageaufkommen oder technologische Zusammensetzung der Anlagen). Zudem finden sie keine Entsprechung in den gesetzlichen Vorgaben. Es ist es Aufgabe eines Netzbetreibers, sämtliche Anlagen mit Recht auf Netzanschluss schnellstmöglich und diskriminierungsfrei anzuschließen. Wie schnell ein Netzbetreiber dies (unabhängig von der Technologie) schafft, erweist, wie gut er seine Prozesse und sein Netz auf die Herausforderungen der Energiewende (und im Übrigen auch auf andere Herausforderungen wie die Digitalisierung (Rechenzentren) oder die Ansiedlung von Industrie und Gewerbe) vorbereitet hat – vorausgesetzt, er ist nicht auf Kapazitäten des vorgelagerten Netzes angewiesen. Die Anschlüsse hinsichtlich der CO₂-Vermeidung zu bewerten und den Netzbetreiber anhand der Menge seiner Anschlüsse von Erneuerbaren-Anlagen sowie „Energiewendetechnologien“ zu belohnen, steht dem Diskriminierungsverbot entgegen und könnte zu Fehlanreizen führen.

Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW im Falle eines finanziellen Anreizsystems für ein reines Bonussystem ohne Mali aus. Damit ließe sich sicherstellen, dass Netzbetreiber für ihre tatsächlichen Beiträge zur Energiewende positiv incentiviert werden, ohne gleichzeitig finanziellen Risiken durch äußere Rahmenbedingungen ausgesetzt zu sein, die sie nicht beeinflussen können.

6.3 Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)

Angesichts der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben ist es nicht erforderlich und auch nicht volkswirtschaftlich effizient, dass jeder Verteilnetzbetreiber sämtliche Digitalisierungsmaßnahmen in allen vier betrachteten Dimensionen gleichermaßen umsetzt. Zudem ist eine höhere Ausprägung der Digitalisierungsindizes nicht zwangsläufig mit einer höheren Kompetenz gleichzusetzen, da qualitative Aspekte („Kompetenz“) und quantitative Ergebnisse („Output“) nicht direkt vergleichbar sind. Ein Digitalisierungsindex ist daher für eine individuelle Bewertung von Netzbetreibern nur bedingt und für eine Monetarisierung oder die Ableitung fundierter Investitionsentscheidungen gar nicht geeignet.

Ein deutschlandweiter Digitalisierungsindex (Tenorziffer 6.3.10) kann jedoch in groben Zügen einen Entwicklungsfortschritt der gesamten Branche aufzeigen. Allerdings entsteht durch die mehrfache Mittelwertbildung ein erheblicher Verwässerungseffekt, der die Aussagekraft des deutschlandweiten Indizes erheblich einschränkt. Eine unmittelbare Ableitung von

Handlungsempfehlungen wird der deutschlandweite Digitalisierungsindex nicht erlauben, wie auch die Gutachter von E-Bridge und FGH feststellten.

Es ist grundsätzlich erfreulich, dass die BNetzA für den Festlegungsentwurf das Verfahren zur Ermittlung des netzbetreiberindividuellen Digitalisierungsindizes und seiner Einzelkomponenten konkretisiert hat. Wie wir in unserer Stellungnahme zum Festlegungsentwurf für die Datenerhebung 2026 darlegen, mangelt es aber weiterhin an klaren Definitionen für die Fragestellungen und Antwortmöglichkeiten, um ein einheitliches Verständnis für die Datenabfrage sicherzustellen. Nur mit eindeutigen Vorgaben kann der Index auf einer konsistenten Datenbasis ermittelt werden und als verlässlicher Benchmark dienen.

Weitere Hinweise:

- In Tenorziffer 6.3.8 ist die dargestellte Berechnungsvorschrift für den Gewichtungsfaktor „a“ zur Ermittlung des Dimensionsindizes Kundenmanagement nicht sachgerecht. Sofern ein Netzbetreiber nur eine Netzebene betreibt, wäre deren Gewichtung gleich null. Dies widerspricht der Begründung in Rz 434. Nach dieser Beschreibung müsste abweichend der Nenner um eins erhöht werden. Eine entsprechende Korrektur der Formel ist erforderlich.
- Der Tenorziffer 6.3.8 zufolge sollen die Scores in der Dimension Kundenmanagement über die Stromkreislängen der Netzebenen gewichtet werden. Im Abschnitt 9 des bereits konsultierten Erhebungsbogens 2026 zur Netzleistungsfähigkeit unterscheiden die Fragen zum Kundenmanagement nicht nach der Spannungsebene. Hier scheint sich der Entwurf der Methodenfestlegung an der Datenerhebung zur Netzleistungsfähigkeit aus dem Jahr 2025 zu orientieren. Die dortigen Fragen zur Dimension Kundenmanagement unterschieden nach den Spannungsebenen, mit Ausnahme der Fragen zu Webportalen. Diese Diskrepanzen zwischen dem Entwurf des Erhebungsbogens 2026 und dem Entwurf der Methodenfestlegung sollten beseitigt werden.
- Für die im Erhebungsbogen für das Jahr 2025 vorgesehene Differenzierung der Antwortmöglichkeiten – „ja, stündlich“, „ja, täglich“, „ja, jährlich“, „nein“ – fehlt im Festlegungsentwurf eine Kodierungsvorschrift zur Überführung dieser Angaben in Prozentsätze. Diese Ergänzung ist notwendig, um die Nachvollziehbarkeit der Berechnungsergebnisse zu gewährleisten.