

E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON SE

Grid Economics
Energy Networks Germany
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

6. Februar 2026
Seite: 1 / 13

Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation der Festlegung der Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen [GBK-24-02-1#4]

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 19. Dezember 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Netzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NordNetz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Regionetz GmbH, Lombardenstraße 12-22, 52070 Aachen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Verteilnetz Plauen GmbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund**

1. Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)

1.1. Allgemeine Anmerkungen

Wir halten, wie bereits in unserer Stellungnahme zum Eckpunktepapier NEST vom 25. November 2024 ausgeführt, an unserer grundsätzlichen Position fest, dass eine Festlegung eines Qualitätselements zur Netzzuverlässigkeit zukünftig nicht mehr erforderlich ist. Ein Blick auf die Entwicklung der Statistik der Versorgungsunterbrechungen zeigt, dass das Ziel der

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Erich Clementi

Vorstand:
Leonhard Birnbaum
(Vorsitzender)
Nadia Jakobi
Thomas König
Victoria Ossadnik
Marc Spieker

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

Qualitätsregulierung zur Erreichung eines volkswirtschaftlich optimalen Niveaus im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit über den bisherigen Anwendungszeitraum bereits weitestgehend erreicht wurde und sich in den Kennzahlen keine relevanten Verbesserungspotenziale abzeichnen. Eine Abkehr von der Festlegung des Qualitätselements bedeutet keinesfalls, dass die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit behördlicherseits nicht mehr beobachtbar wäre. Die jährliche Meldepflicht der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG bleibt hiervon unabhängig bestehen. Auf dieser Datengrundlage kann die Entwicklung der Kennzahlen weiterhin fortlaufend überwacht und bei konkretem Bedarf durch die Regulierungsbehörde kurzfristig gegengesteuert werden. Einer zwingend erfolgenden Festlegung eines Qualitätselements „Netzzuverlässigkeit“ bedarf es hierfür nicht.

Bezüglich der Energiewendekompetenz betont die Behörde richtigerweise, dass bereits die Erhebung bzw. die Veröffentlichung von Indikatoren und Kennzahlen Transparenz und Vergleichbarkeit schaffen und sich bereits daraus eine eigenständige Anreizwirkung sowie ein Wettbewerb ergibt. Analog wäre auch im Bereich der Netzzuverlässigkeit bereits durch eine transparente Veröffentlichung der Zuverlässigkeitskennzahlen ein hinreichender Anreiz gesetzt, das hohe Qualitätsniveau zu halten. Ein zusätzlicher monetärer Impuls ist vor dem Hintergrund des eingeschwungenen Zustands nicht notwendig und belohnt/bestraft lediglich strukturelle Unterschiede und Investitionsentscheidungen der Vergangenheit.

Eine Abkehr von der Festlegung eines Qualitätselements zur Netzzuverlässigkeit wäre mit einem echten Bürokratieabbau verbunden. Gerade hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, die nachweislich auch im internationalen Vergleich ein hohes Niveau erreicht hat, sollte die Regulierung daher konsequent auf einen angemessenen Aufwand-Nutzen-Verhältnis ausgerichtet sein. Die Errungenschaften der Branche sind auch der Behörde bekannt, wenn sie in der Pressemitteilung zur Veröffentlichung der Kennzahlen für das Jahr 2024 darauf hinweist: „Ein Vergleich mit den Nachbarländern zeigt zudem, dass das deutsche Stromnetz im europäischen Vergleich nach wie vor zu den zuverlässigsten zählt.“

1.2. Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)

Störungsanlass „Höhere Gewalt“

Stochastische Natur von Extremwetterereignissen und regionale Unterschiede

Ein Rückblick auf die veröffentlichten Störungsdaten der jährlichen Meldungen nach § 52 EnWG für den Zeitraum 2008 bis 2024 zeigt aus unserer Sicht keinen belastbaren allgemeinen Trend einer Zunahme von Ereignissen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“. Vielmehr verdeutlichen am Beispiel der Mittelspannung die Daten zur Anzahl und zum Ausfallumfang (gemessen in ausgefallenen MVA-Minuten) den stochastischen Charakter derartiger Ereignisse: Das Auftreten und die Auswirkungen einzelner Extremwetterlagen schwanken von Jahr zu Jahr erheblich und entziehen sich damit einer linearen Trendinterpretation. Die führt auch dazu, dass bei einer Änderung der Anerkennungssystematik gerade für Netzbetreiber mit einer geringen Störungshäufigkeit extreme Ausschläge in den Kennzahlen entstehen können, die selbst durch ein dreijährige Mittelwertbildungen nur unzureichend geglättet werden.

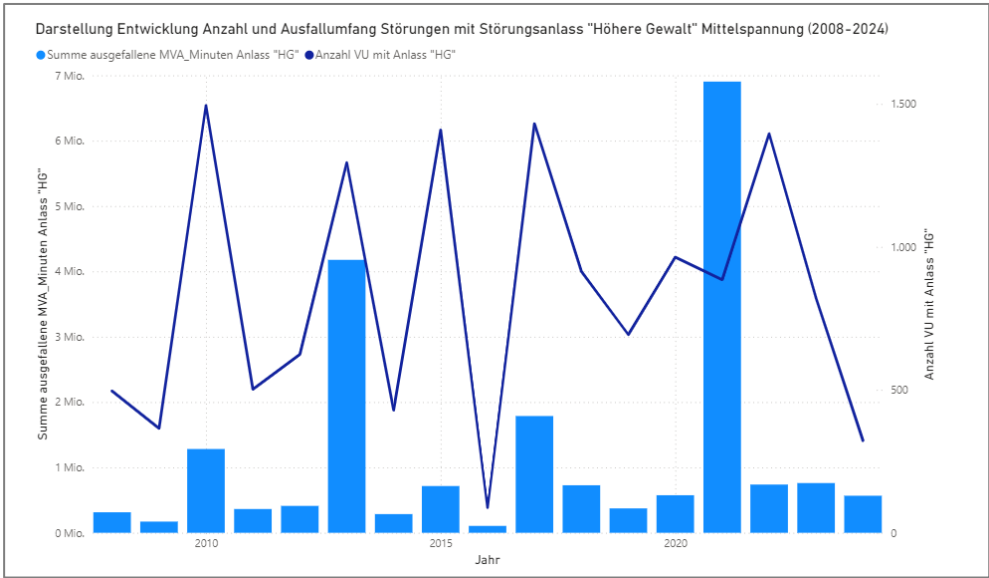


Abbildung 1: Eigene Darstellung auf Basis der veröffentlichten Daten der jährlichen Meldungen nach § 52 EnWG

Die im Festlegungsentwurf angeführte Grundthese, eine klimawandelbedingte Zunahme von Extremwetterereignissen führe zu einer Zunahme von „Höhere Gewalt“-Störungen und erfordere daher die Abkehr von der bisherigen Anerkennungspraxis, lässt sich anhand der Störungsstatistik nicht bestätigen. Im Gegenteil: Gerade die starke Varianz der HG-Ereignisse spricht dafür, dass die erheblichen Verschärfungen der Anerkennungskriterien das Risiko bergen, Zufallsschwankungen regulatorisch überzubetonen und damit Fehl-anreize zu setzen. Dieser Befund wird auch durch die wissenschaftlichen Erkenntnisse zu Extremwetter in Deutschland bestätigt, wie nachfolgende Zusammenfassung verdeutlicht.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Erkenntnisse zu Extremwetter in Deutschland

Extremwetter	Trend	Hinweise
Hitze	Starke Zunahme	Deutschland erwärmt sich stark (+2,5 °C ggü. 1881–1910).
Trockenheit / Dürre	Häufiger & länger	Frühjahrs­trockenheit und Bodenwasserdefizite nehmen zu.
Starkregen	Intensiver, höhere Variabilität	Häufigere regionale Extreme, teils durch warme Atmosphäre begünstigt.
Hochwasser	Kein klarer Trend, aber mehr Extreme	Z. B. Fluten wie 2021 durch Extremniederschläge verstärkt.
Wind / Sturm	Kein klarer Trend, keine Zunahme von Tornados	Hohe natürliche Variabilität überlagert mögliche Trends.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf „Deutscher Wetterdienst / Extremwetterkongress (2025): Was wir über das Extremwetter in Deutschland wissen.“ Offenbach am Main, Deutschland

Hinzu kommt, dass Extremwetterereignisse regional höchst unterschiedlich auftreten und wirken. Bereits in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST wurde darauf hingewiesen, dass regionale bzw. topografische Besonderheiten sowie die unterschiedliche Exponiertheit (z. B. städtische versus ländliche Strukturen) zu einer asymmetrischen Betroffenheit führen können. Eine pauschale Verschärfung – wie sie sich insbesondere aus der vorgesehenen Einordnung „klimatischer und seismologischer Ereignisse“ als Höhere Gewalt nur

bei Ereignissen „die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten“ ergibt – droht deshalb, regionale Unterschiede nicht sachgerecht abzubilden.

Die Anwendung des vorgesehenen 50-Jahres-Kriteriums stellt eine erhebliche Verschärfung der bisherige Anerkennungspraxis dar

Die Anwendung eines 50-Jahres-Kriteriums würde in Summe zu der behördlicherseits intendierten drastischen Reduzierung der Störungsanzahl mit der Ursache „Höhere Gewalt“ führen. Bei Betrachtung der historischen Datenmeldung gemäß § 52 EnWG wird jedoch deutlich, wie stark die Unterbrechungskennzahlen einzelner Netzbetreiber schwanken, wenn ein Großteil der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass „Höhere Gewalt“ nach dem vorgesehenen Kriterium diese Maßgabe nicht erfüllt hätten. Insbesondere bei kleineren Netzbetreibern mit einer insgesamt geringen Störungsanzahl kann die Veränderungen zu extremen Ausschlägen führen, welche auch durch einen 3-Jahres-Durchschnitt nicht hinreichend ausgeglichen wird. Insbesondere in der Mittelspannung müsste eine Ausreißerbereinigung erfolgen, damit mit der auf einer Regression basierenden Funktion überhaupt eine Referenzwertbestimmung möglich wird. Eine Ausreißerbetrachtung führt jedoch zwangsläufig zu Abgrenzungsproblemen und potenziellen Verzerrungen.

Benachteiligung einzelner Regionen

Die geplante Verschärfung würde einzelne Regionen unverhältnismäßig benachteiligen. In bestimmten Gebieten konnte eine vollständige Verkabelung bislang nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Mehraufwand umgesetzt werden, da dort andere Netz-Topologien vorherrschen und Bodenklassen die Erdverkabelung erheblich erschweren und damit verteuern. Hinzu kommt, dass die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Strukturen gravierend sind: Während Stadtnetzbetreiber auf kompakte Versorgungsgebiete mit kurzen – oftmals bereits verkabelten – Leitungswegen zurückgreifen können, stehen Flächennetzbetreiber im ländlichen Raum vor deutlich größeren zu verkabelnden Strecken und komplexeren Rahmenbedingungen.

Diese Faktoren führen dazu, dass ländliche Netzbetreiber bei Extremwetterereignissen stärker exponiert sind und weniger technische Alternativen zur Risikominderung haben. Eine pauschale Verschärfung ohne Berücksichtigung dieser strukturellen Unterschiede würde die regionale Ungleichheit weiter verstärken und ist daher nicht sachgerecht.

Kein Bürokratieabbau für Verteilnetzbetreiber

Die BNetzA argumentiert die vorgesehene Anpassung zur Anerkennung von Ereignissen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ auch mit dem Abbau von Bürokratie. Tatsächlich führt die Anpassung jedoch zu einem deutlich erhöhten Bürokratieaufwand, da die Verfahren zur Prüfung von HG-Ereignissen über viele Jahre hinweg etabliert und effizient ausgestaltet wurden. Die bisherige Anerkennungspraxis – etwa bei Windspitzen ab 10 Beaufort – ist fest verankerte Branchenroutine und wurde in der Vergangenheit prozessual optimiert.

Eine Umstellung der Anerkennungspraxis sorgt dafür, dass die VNB nun bei jedem Ereignis nicht nur einen Abgleich mit den Messwerten der nächstgelegenen Wetterstation durchführen müssen, um zu ermitteln, ob der Schwellwert von 10 Beaufort überschritten wurde, sondern zusätzlich einen Abgleich mit dem historischen 50-Jahres-Maximalwert durchführen

müssen, welcher seitens DWD nicht veröffentlicht wird. Es ist zum bisherigen Prozedere also ein zusätzlicher Schritt hinzugekommen, was per Definition nicht zu einem Minder- sondern zu einem Mehraufwand führt. Falls die Methodik beibehalten wird, fordern wir daher auch zur Vermeidung zusätzlicher Bürokratie die aktuelle Anerkennungspraxis bezüglich der Einstufung von Versorgungsunterbrechungen zum Anlass „höhere Gewalt“ fortzuführen.

Sollte der bürokratische Aufwand für das bisherige Prüfverfahren seitens der Bundesnetzagentur als so hoch eingeschätzt werden, dass eine Veränderung zwingend angezeigt ist, stehen die E.ON-Netzbetreiber gerne für einen entsprechen Dialog zur Verfügung, um gemeinsam tragfähige und für alle Beteiligten zufriedenstellende Lösungen zu entwickeln. Zugleich möchten wir die Behörde ermutigen, branchenseitige Vorschläge zur Anerkennungspraxis bei höherer Gewalt konstruktiv zu prüfen. Weiterentwickelte Verfahren könnten zur Vereinfachung beitragen und gleichzeitig gebietsstrukturelle sowie meteorologische Besonderheiten der Netzbetreiber sachgerecht berücksichtigen.

Gesellschaftspolitisch Auswirkungen und Signale

Gesellschaftspolitisch ist zu berücksichtigen, dass die veränderte Abgrenzung von höherer Gewalt zu einem deutlichen Anstieg der deutschlandweiten SAIDI-Werte führen würde. Die SAIDI-Werte unterlagen bereits in der Vergangenheit einem hohen öffentlichen Augenmerk. Steigenden Kennzahlen dürften sowohl in der Bevölkerung als auch in der Politik zu Verunsicherungen in Bezug auf die sichere Energieversorgung in Deutschland führen. Diese Wahrnehmung wird sich festsetzen, selbst wenn die geänderte Berechnungsmethodik als Erklärung angeführt würde. Gerade in einer Zeit multipler Krisen sollte das Ziel sein, Sicherheit zu vermitteln und keine unnötigen Ängste zu schüren.

Gewichtung geplanter Versorgungsunterbrechungen

Die Umsetzung der Energiewende stellt die Verteilnetzbetreiber vor enorme Herausforderungen. Neben dem grundsätzlichen Investitionsbedarf für Netzausbau, Netzverstärkung und den Anschluss einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern, Bezugskunden und Prosumern (i.W. Speicher) sind insbesondere Maßnahmen der Digitalisierung (Smartifizierung) erforderlich, um die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilnetze zu erhöhen. Die konkrete bauliche Umsetzung all dieser Maßnahmen erfordert in der Regel geplante Versorgungsunterbrechungen, die gemäß dem aktuellen Festlegungsentwurf weiterhin mit einer Gewichtung von 0,5 in die Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit einfließen sollen. Somit werden Netzbetreiber, die stark von der Energiewende betroffen sind bzw. eine Vorreiterrolle bei der Umsetzung der erforderlichen Netztransformation einnehmen, durch die Qualitätsregulierung zusätzlich belastet.

Wir fordern daher eine Absenkung der Gewichtung für geplante Versorgungsunterbrechungen von 0,5 auf 0,25, um diese Belastung abzumildern.

2. Netzleistungsfähigkeit

Deutschland steht mitten in einer Jahrhundertaufgabe. Die Energiewende verlangt, dass wir Netze in einem hohen Tempo ausbauen und umbauen. Die Zahl der neuen Anlagen wächst täglich, die Lastanforderungen steigen, gleichzeitig erwarten Netznutzer Bezahlbarkeit und Verlässlichkeit. Dieser Wandel gelingt nur, wenn die Branche fähig ist, nicht nur zu reagieren,

sondern vorausschauend und gemeinschaftlich zu handeln. Genau das verstehen wir unter Energiewendekompetenz. Sie entsteht dort, wo Wissen geteilt wird, wo Netzbetreiber gemeinsame Grundlagen schaffen und wo zentrale Vorleistungen nicht mehrfach, sondern einmal für alle erbracht werden, damit Lösungen schneller in die Fläche kommen und volkswirtschaftliche Vorteile gehoben werden.

Die heutige Anreizregulierung erschwert diesen Aufbau jedoch erheblich. Sie belohnt individuelle Effizienz, aber sie hemmt Kooperation, weil Vorleistungen nicht honoriert werden und gemeinsamer Nutzen keinem Anreiz unterliegt. Dadurch entstehen parallele Entwicklungen und technische Inselwelten, die Zeit kosten und die Transformation verteuern. Der Regulierungsrahmen führt ungewollt dazu, dass jeder Netzbetreiber seinen eigenen Weg sucht, obwohl die Energiewende einen gemeinsamen Weg braucht.

Deshalb schlagen wir vor, die bestehende Kennzahlenlogik, um ein komplementäres Aufbauelement zu erweitern. Das Leistungs- und Skalierungselement (LSE) ermöglicht Energiewendekompetenz im Entstehen, indem es zentrale Vorleistungen gezielt beauftragt und offen bereitstellt. Es schafft dort Fortschritt, wo die gesamte Branche wiederkehrende Bedarfe hat, zum Beispiel bei der Integration von netzbildenden Umrichtern, in der Betriebsmittel Standardisierung oder in Umsetzungsregeln nach §14a EnWG. So entsteht ein gemeinsamer Wissensstand, der Planung und Beschaffung beschleunigt und Kosten wertschöpfungsübergreifend spürbar senkt. Ein klar bemessener Anreiz von 25 Prozent ermöglicht stellvertretende Vorleistungen, während der überwiegende Anteil von 75 Prozent bei Netznutzern verbleibt. Auf diese Weise verbindet das LSE-Tempo, Effizienz und Bezahlbarkeit und schafft genau den kooperativen Rahmen, den die Energiewende braucht, um gelingen zu können. In dem weiteren Abschnitt in 2.1.2. möchten wir detaillierter auf das LSE eingehen und verweisen im Weiteren auf unser veröffentlichtes Gutachten¹.

Wir bedauern, dass Aus- und Fortbildungskosten (Tenorziffer 6.1) nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden. Umso wichtiger ist, die Aus- und Fortbildung über andere regulatorische Instrumente wirksam zu fördern. Wir nehmen zur Kenntnis, dass die BNetzA im Rahmen der Energiewendekompetenz das Engagement bei Aus- und Fortbildung positiv berücksichtigen will. Selbst wenn man diesen Ansatz in Betracht ziehen will, so ist nach bisherigem Stand der Überlegungen nicht prüfbar, welchen wirtschaftlichen Mehrwert eine Abbildung im Q-Element für die Aus- und Fortbildungskosten haben soll. Denn (1.) fehlen hierzu prüffähige Details und (2.) ist kommuniziertes Verständnis der BNetzA, dass es derzeit nur um Messung von Aus- und Fortbildungsaktivitäten geht und nicht um deren Monetarisierung im Q-Element. Wir halten daher fest:

- Es ist unstrittig, dass die Kosten für Aus- und Fortbildung massiv anwachsen werden (u.a. auch wegen der neuen erheblichen Resilienz-Anforderungen an unsere Mitarbeiter).
- Der BNetzA-Vorschlag reduziert sich nach bisherigem Verständnis allein auf Messung, ohne Monetarisierung. Mindestens in der 5. Periode wird es daher keine wirtschaftliche Anerkennung von steigenden Anstrengungen der Unternehmen für Aus- und Fortbildung im Regulierungsmodell geben.

¹ Link zum Gutachten von consentec, PwC und E.ON SE: <https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/policies/de/gutachten/20250829-gutachten-modell-energiewendekompetenz.pdf>

- Es bleibt damit bei der Schlechterstellung von Unternehmen, die ihre Anstrengungen für Aus- und Fortbildung intensivieren, da die hiermit verbundenen Kosten im Rahmen des Benchmarks zu Verschlechterungen führen werden gegenüber Unternehmen, die beispielsweise ihre Kosten für Aus- und Fortbildung zurückfahren.

Wir fordern damit ein Modell, dass bereits in der 5. Periode steigendes Engagement in der **Aus- und Fortbildung** anerkennt, vollständig kompensiert und im Idealfall auch aktiv anreizt. Hierzu scheidet das Q-Element in seiner bisherigen Ausrichtung sicher aus, schon wegen der Reduzierung auf einen Mess-Ansatz. Die BNetzA bleibt gerade wegen der zunehmenden Resilienz-Anforderungen aufgefordert, nochmals zu prüfen, ob aufgrund dieser neuen Resilienz-Anforderungen eine Weiterbehandlung der Aus- und Fortbildungskosten als dnbK erfolgen soll. Änderungen der entsprechenden Festlegungen sind derzeit problemlos möglich und in diesem Fall auch nötig. Alternativ wäre es, schon in der 5. RP im Rahmen des Q-Elements Aus- und Fortbildungskostenanstrengungen monetär zu regulatorisch zu belohnen (und nicht nur zu beobachten).

2.1. Kennzahlen (Tenorziffer 6.2)

2.1.1. Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse (Tenorziffer 6.2.1 S. 1)

Die in der BDEW-Stellungnahme vorgebrachte Anmerkung zum vollständigen Entfall der Umsetzungsquoten als EWK-Kennzahlen unterstützen wir – wie bereits oben ausgeführt – auch an dieser Stelle vollumfänglich. Sollte die Bundesnetzagentur diesem Ansatz dennoch nicht folgen, möchten wir ergänzend auf mehrere wesentlichen Aspekte hinweisen. Ein messbarer Output entsteht erst mit der tatsächlichen Herstellung eines Netzanschlusses. Die wesentliche Belastung des Verteilnetzbetreibers sowie der überwiegende Teil der Bearbeitungstätigkeiten – einschließlich der zahlreichen abgebrochenen Vorgänge – fallen jedoch bereits im Vorfeld an. Mit steigender Anzahl von Anschlussanfragen wächst somit der Anteil an nicht berücksichtigter „Blindarbeit“, die dennoch erhebliche Ressourcen bindet. Des Weiteren bleibt die unterschiedliche regionale Betroffenheit durch die Energiewende leider unberücksichtigt, ebenso wie die in den vergangenen Jahren bereits aufgetretenen Anfragewellen. Der Netzbetreiber hat weder Einfluss auf die Anzahl der beantragten Anlagen noch auf deren jeweilige Leistung. Die Dynamik wird maßgeblich durch den Markt bestimmt, wodurch Umfang und Häufigkeit der Anfragewellen nicht prognostizierbar sind.

2.1.2. Kennzahlen im Bereich der Standardisierung

Die in Tenorziffer 6.2.1 vorgesehene Festlegung der Energiewendekompetenz über Kennzahlen zu tatsächlichen Netzanschlüssen kann aus Sicht der E.ON ein sinnvoller und notwendiger erster Schritt sein, um Output-Orientierung, Transparenz und Vergleichbarkeit in der Qualitätsregulierung Netzleistungsfähigkeit anzulegen. Die Fokussierung auf hergestellte Netzanschlüsse bildet einen zentralen Teil der Energiewende ab, da die Geschwindigkeit und Häufigkeit erfolgreich angeschlossener Anlagen einen messbaren Beitrag zur Transformation leisten. Dennoch greift der Ansatz nach unserer Überzeugung zu kurz, weil er die erheblichen Potenziale der Standardisierung als strukturellem Hebel der Energiewendekompetenz bislang nicht abbildet. Die BNetzA erkennt im Entwurf selbst an, dass Standardisierung ein wesentliches Element der Netzleistungsfähigkeit darstellt, weist jedoch darauf hin, dass hierfür noch keine geeigneten Kennzahlen vorlägen. Aus Sicht der E.ON VNB entsteht hier eine methodische Lücke, die wesentliche Beschleunigungs-, Qualitäts- und

Effizienzpotenziale ungenutzt lässt. Output-Orientierung bedeutet eben nicht Output-Förderung.

Standardisierung ist ein zentraler Treiber für Skaleneffekte, Prozessbeschleunigung und Kosteneffizienz in der gesamten Netzbetreiberlandschaft. Dies gilt insbesondere in Feldern, in denen heute noch vielfach parallele, isolierte und teilweise konkurrierende Lösungen entstehen, etwa bei der Entwicklung und Integration von Netzbildenden Umrichter (Arbeitspaket aus der BMW Roadmap Systemstabilität), in der Betriebsmittel-Standardisierung oder in der Umsetzung von § 14a-Prozessen. Diese Themen sind hochgradig wiederkehrend, betreffen nahezu alle Netzbetreiber und bergen erhebliche volkswirtschaftliche Einsparpotenziale. Der Festlegungsentwurf adressiert diese strukturellen Themenbereiche bislang nicht, im Übrigen auch nicht durch Kennzahlen oder Messgrößen, obwohl genau hier ein fundamentaler Hebel für die Energiewende liegt. Wo heute 850 Verteilnetzbetreiber regelmäßig ohne Arbeitsteilung isoliert für sich eigene Lösungen entwickeln, entstehen vermeidbare Kosten, doppelte Arbeitsaufwände, heterogene Qualitätsniveaus und Zeitverzögerungen, die sich negativ auf die Gesamtgeschwindigkeit der Transformation auswirken. Standardisierung, insbesondere wenn diese „regulatorisch organisiert“ wird, reduziert dagegen systematisch Doppelarbeit, beschleunigt Beschaffung und Planung und senkt sowohl Stück- als auch Prozesskosten. Dies erleichtert nicht nur die Bezahlbarkeit für Haushalte und Unternehmen, sondern beschleunigt auch die erfolgreiche Transformation der Energiewende, weil Lösungen schneller, skalierbarer und qualitätsgesichert in die Fläche kommen. Wenn eine Problemlösung für die Branche beauftragt wird und dann umgesetzt wird, erzeugt dies echten, kausalen regulatorischen Output und ist nicht lediglich eine Output-orientierte Messgröße.

Die ausschließliche Abstützung der Energiewendekompetenz auf ex post gemessene Kennzahlen adressiert ausschließlich der Ergebnisse, nicht aber die Entstehungsbedingungen dieser Ergebnisse. Was über Kennzahlen gemessen wird, kann nicht erklären, warum Veränderungen eingetreten sind. Und deshalb ist es selbst bei positiven Veränderungen nicht möglich, eine regulatorische Kausalität zu beanspruchen. Hier setzt das von E.ON entwickelte Leistungs- und Skalierungselement (LSE) an, das aus unserer Sicht zwingend als komplementäres ex-ante-Aufbauelement zur ex post-Messlogik der Kennzahlen berücksichtigt werden sollte. Kennzahlen allein können nicht abbilden, ob oder wie die Voraussetzungen geschaffen wurden oder zukünftig werden, um die später gemessenen Ergebnisse überhaupt zu ermöglichen oder auch nur zu erklären. Sie setzen also erst dort an, wo Prozesse und Strukturen bereits stehen. Das LSE dagegen schafft genau diese Strukturen. Es ermöglicht zentrale Vorleistungen, die einmal entwickelt und allen Netzbetreibern kostenfrei bereitgestellt werden, ein Mechanismus, der die systemischen Herausforderungen der Energiewende direkt adressiert. Das LSE setzt damit auf arbeitsteilige Lösungen und Kooperation statt auf Problemlösungen in unabgestimmten Parallelwelten. Das LSE wandelt Einzellösungen in allgemeine Vorteile für die Branche um. Dies erhöht Akzeptanz, Effizienz und Tempo zugleich und schließt die im Entwurf erkennbare ex-ante-Lücke. Die Funktionsweise des LSE ist klar und praxisnah. Relevante Themen mit hohem Nutzenpotenzial werden identifiziert, ein unabhängiges Fachgremium prüft Relevanz und Skalierbarkeit, und anschließend erfolgt eine gezielte Vergabe an kompetente Netzbetreiber oder Konsortien. Der Festlegungsentwurf nimmt das LSE bereits im laufenden Verfahren zur Kenntnis und reflektiert es in seiner Evaluationsbasis, ohne jedoch seine mögliche Rolle im Rahmen der Energiewendekompetenz umfassend zu verorten. Aus Sicht der E.ON sollte das LSE daher explizit als komplementäres Aufbauelement benannt werden, das die Kennzahlenlogik sinnvoll ergänzt.

Es ist wichtig zu betonen, dass Kennzahlen nach wie vor eine unverzichtbare Rolle spielen können. Sie machen Fortschritte transparent, ermöglichen Vergleichbarkeit und schaffen Vertrauen in die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber. Aber sie können Ursachen für Fortschritte nicht erklären. Und sie können nicht ersetzen, was an ex ante-Kooperation, gemeinsamer Entwicklung und branchenweiter Skalierung notwendig ist, um diese Ergebnisse überhaupt entstehen zu lassen. Die Energiewende verlangt beides gleichzeitig. Aufbau durch Kooperation und Messung durch Kennzahlen. Durch die Kombination von standardisierungsbezogenen Kennzahlen und einem LSE-Mechanismus könnten Tempo, Qualität und Wirtschaftlichkeit der Energiewende erheblich gesteigert werden, ohne den Regulierungsrahmen unnötig zu verkomplizieren.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir nachdrücklich, in Tenorziffer 6.2.1 Standardisierung als eigenständigen Bestandteil der Energiewendekompetenz methodisch zu verankern und hierzu geeignete Kennzahlen zu entwickeln. Gleichzeitig sollte das LSE als offizielles, ergänzendes Instrument zur Förderung zentraler Vorleistungen verankert und pilotiert werden. Dies würde die im Entwurf angelegte Logik entscheidend stärken, die Energiewendekompetenz nicht nur zu messen, sondern kausal zu fördern und aktiv aufzubauen.

Das Gutachten von PwC und consentec sowie E.ON SE zum LSE-Modell kann unter Fußnote 1 eingesehen werden und ist der übermittelten E.ON-Stellungnahme beigelegt, dass wir förmlich zur Akte reichen. Wir beantragen, das Gutachten und unseren Modellvorschlag zum Gegenstand des Konsultationsverfahrens zu machen. In diesem Sinne beantragen wir ebenfalls förmlich, dass im Falle der Nichtberücksichtigung des LSE-Gedankens die hierfür tragenden Ablehnungsgründe und Bewertungen in der Begründung der Festlegung zum Q-Element fachlich prüffähig ausgeführt werden. Hierbei bitten wir auch darum auszuführen, wie über das Q-Element vergleichbar große volkswirtschaftliche Wertbeiträge regulatorisch gefördert werden, wie dies durch die Gutachter für das LSE-Modell errechnet wurde. Allein durch die drei untersuchten Beispiele im Gutachten kann ein volkswirtschaftlicher Nutzen von 15 Mrd. Euro nachgewiesen werden. Die umfangreichen Potentiale können mit der Betriebsmittelstandardisierung sowie Integrationsmodellen für netzbildende Umrichter nachgewiesen werden. Wir fordern auf zu begründen, warum diese Wertbeiträge nicht erschlossen werden sollen. Sofern als Gegenargument gegen ein LSE-Modell der insbesondere behördenseitige Implementierungsaufwand angeführt werden sollte, bitten wir darum, diesen Implementierungsaufwand zu quantifizieren und in der Höhe gegen die potenziellen volkswirtschaftlichen Vorteile eines LSE-Modells prüffähig abzuwägen.

2.1.3 Gemeinsame Punkt zu Tenorziffer 6.2.2 bis 6.2.5

Gebietsstrukturelle Unterschiede / Betroffenheit

Für die Bewertung der Energiewendekompetenz ist sicherzustellen, dass die Entwicklung und die bereits vor 2022 erbrachten Leistungen der Netzbetreiber vollständig berücksichtigt werden. Nur so lässt sich die tatsächliche Betroffenheit der Energiewende nachvollziehen und vermeiden, dass Unternehmen benachteiligt werden, die früh und umfangreich zur Umsetzung beigetragen haben. Die im Festlegungsentwurf vorgestellten Resultate zeigen nur eine Momentaufnahme und müssen fortlaufend im Rahmen der weiteren Datenerhebungen auf mögliche neue Erkenntnisse geprüft werden. Zum einen handelt es sich bei dem bewerteten Datenstand 2024 um eine Ersterhebung, was eine gewisse Wahrscheinlichkeit von

Verbesserungen der Datenqualität in folgenden Abfragen andeuten kann. Zum anderen bedeuten nicht-identifizierte Korrelationen in der Vergangenheit nicht, dass diese in der Zukunft ebenfalls nicht zu bestimmen sind. Das Jahr 2024 muss nicht zwangsläufig repräsentativ für die 5. Regulierungsperiode sein, insbesondere in Anbetracht von zu erwartenden Definitionsschärfungen wie sie die Bundesnetzagentur bereits zum Geschäftsjahr 2025 vorgenommen hat. Hier wurde beispielsweise präzisiert, dass in die Ermittlung der Kennzahlenwerte für die Berechnung der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher“ nicht mehr alle Verbrauchseinrichtungen einbezogen werden sollen, sondern nur solche, deren Netzanschluss dem Übergang von einer fossilen Energieversorgung zu einem nachhaltigen Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dient (Randziffer 349). Darüber hinaus können aufgrund der Dynamik der Energiewende in zukünftigen Datenerhebungen auch gänzlich neue strukturelle Unterschiede auftreten, die in die kontinuierlichen Prüfungen mit einbezogen werden müssen. Diese Gedanken deuten die vielfältigen Möglichkeiten an, hinsichtlich derer sich relevante strukturelle Unterschiede zwischen Netzbetreibern ergeben können. Eine fälschlicherweise fehlende Berücksichtigung dieser strukturellen Unterschiede können große Verzerrungseffekte auf die resultierenden Kennzahlenwerte haben, die jedoch außerhalb des Einflussbereiches des einzelnen Netzbetreibers liegen. Vor allem bei den Überlegungen bezüglich der möglichen, späteren Einführung einer fairen und unverzerrten Monetarisierung ist diesem Sachverhalt in besonderem Ausmaß Rechnung zu tragen und stets auch bei einer Bewertung des Verhältnisses von Aufwand und Nutzen mit einzubeziehen.

Schließlich muss bei der Einführung von Energiewendekompetenz-KPIs gewährleistet sein, dass keine Doppelbelastungen oder doppelten Anreizwirkungen mit bestehenden Regelungsrahmen entstehen. Der Indikator muss trennscharf bleiben und darf Leistungen weder doppelt sanktionieren noch doppelt vergüten. Überschneidungen, etwa mit der Anreizregulierung oder mit Mechanismen gemäß § 14a EnWG, sind regulatorisch auszuschließen, um einen klaren, konsistenten und transparenten Bewertungsrahmen zu sichern.

Grundlagen der Anwendung der Kennzahlen

Für eine fundierte Kennzahlenanalyse und Modellausgestaltung ist eine valide sowie belastbare Datengrundlage die Voraussetzung. Die Betrachtung von Schwellenwerten, um die absolute Betroffenheit zu identifizieren, ist somit zu begrüßen und jährlich auf Basis der vorliegenden Datenerhebung hinsichtlich möglicher Veränderungen zu wiederholen. Es stellt sich jedoch die Frage, wieso von der wissenschaftlichen Bewertung im Gutachten bezüglich der Mindestgrenzen abgewichen wird. Eine detaillierte Begründung für diese Anpassung lässt sich in dem Festlegungsentwurf leider nicht finden. Lediglich ein Hinweis auf die Betroffenheit kleinerer Netzbetreiber scheint an dieser Stelle nicht ausreichend, zumal mögliche Auswirkungen dieser Änderung des Vorgehens auf alle übrigen Netzbetreiber nicht hinreichend dargestellt wurden.

Bisher bei der Bewertung von Kennzahlen im Bereich der Netzleistungsfähigkeit noch nicht betrachtet, aber dennoch relevant für eine sachgerechte Ausgestaltung der Analysen ist das Thema der Netzveränderungen. Netzabgänge bzw. Netzaufnahmen von Teilnetzen, in denen es zum Zeitpunkt des Netzübergangs noch offene Netzanschlussbegehren gibt, können durchaus Auswirkungen auf die beteiligten Netzbetreiber haben. Eine sachgerechte Prüfung und eine anschließende Bereinigung dieser Effekte ist so vorzunehmen, dass ein

Netzbetreiber nicht durch Sachverhalte benachteiligt wird, die außerhalb seines Einflussbereiches liegen.

Des Weiteren ist im Festlegungsentwurf angedacht, Netzbetreiber mit Umsetzungsquoten oberhalb von 115% als Ausreißer einzustufen. Wie mit diesen identifizierten Ausreißern umgegangen wird, ist weder aus dem Festlegungsentwurf noch aus dem Gutachten ersichtlich. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass diese Werte für Netzbetreiber in einzelnen Jahren nicht unplausibel sein müssen, insbesondere wenn man die zuvor bereits beschriebenen Effekte des zeitlichen Versatzes oder von Netzübergängen hinzuzieht. Eine detaillierte Prüfung der Daten oberhalb des gewählten Grenzwertes ist von Seiten der Bundesnetzagentur notwendig und Nachteile für die individuellen Netzbetreiber aus der Klassifizierung als Ausreißer sind zu vermeiden.

Zudem kann das Heranziehen von Quoten zu irreführenden Aussagen führen. Bei Vorliegen eines reinen zeitlichen Versatzes sind die veröffentlichten Werte abhängig von der Bezugsbasis der Anzahl der Netzanschlussbegehren. Als Beispiel würde eine Verschiebung der Realisierung von drei Anschlussbegehren bei insgesamt 10 Anschlussbegehren in das Folgejahr (die möglicherweise sehr spät im Jahr gestellt wurden und dennoch fristgerecht bearbeitet sein können) ein Defizit von 30% ausweisen. Im Gegensatz hierzu würde sich im Folgejahr bei einer beispielhaften Anzahl von 100 Netzanschlussbegehren nur eine Übererfüllung von 3% zeigen. Die Betrachtung der reinen Kennzahlen deutet nun auf ein wesentliches Defizit hin, welches in der Realität so jedoch gar nicht vorhanden ist. In einer dynamischen Hochlaufphase sind diese Differenzen, wenn auch nicht in dem geschilderten Ausmaß, zu erwarten, in einem eingeschwungenen Zustand könnten sich diese Differenzen ausgleichen, was dennoch kontinuierlich zu prüfen ist. Auch von diesem Gesichtspunkt her fordern wir eine Streichung der Umsetzungsquote als EWK-Kennzahl.

Besondere Betrachtung der Hochspannungsebene

In allen vier Kennzahlen für die Hochspannung kommt die Beschlusskammer zu gleicher Schlussfolgerung, dass die Ergebnisse eine eingeschränkte Aussagekraft aufweisen. Die Prüfungsergebnisse der gebietsstrukturellen Unterschiede führen zwar zu Abhängigkeiten zwischen Anzahl und Leistung bereits existierenden sowie neuer Netzanschluss- und Einspeisepunkte, diese werden jedoch aufgrund der geringen Stichprobe als nicht statisch gesichert angesehen.

Neben der vergleichsweisen geringen Anzahl von Netzbetreibern mit Hochspannungsnetz charakterisiert sich die 110-kV-Spannungsebene durch eine höhere Komplexität bei Netzanschlüssen sowie zeitaufwändigen und projektabhängigen Anschlussprozessen. Die Individualität der Anschlussprojekte in der Hochspannungsebene führt zwangsläufig zu einer hohen Streuung der erhobenen Kennzahlenwerte im Laufe der Zeit, was ebenfalls zwangsläufig zu methodischen Verzerrungen der konsultierten Festlegung führt. Eine Berücksichtigung der Hochspannung bei der Erhebung der Kennzahlenwerte führt daher auch in der Regel zu volatilen Ergebnissen von Jahr zu Jahr. Daher begrüßen wir das Vorhaben der Beschlusskammer das stark homogene Bild in der Hochspannung in den folgenden Datenerhebungen wiederholt zu prüfen.

Aufgrund der genannten Punkte gehen wir davon aus, dass vorerst eine Kennzahlenbildung für die Hochspannung nicht für die Bewertung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers in Frage kommt.

2.1.3. Gemeinsame Punkt zu Tenorziffer 6.2.4 bis 6.2.5

Exogene Verzögerungen

Durch die Unterteilung des gesamten Netzanschlussprozesses in zwei Teilprozesse und Definitionen von Start und Ende der zu betrachtende Zeiträume werden seitens der Beschlusskammer die kundenseitige, exogene Beeinflussung weitestgehend ausgeschlossen (Festlegungsentwurf Rz. 364 – 365).

Die E.ON-Netzbetreiber sehen das Vorgehen der Bundesnetzagentur als den richtigen Weg, die nicht von Netzbetreiber beeinflussbaren Prozessschritte in die Kennzahl nicht einfließen zu lassen. Wir möchten jedoch an dieser Stelle darauf hinweisen, dass eine vollständige Eliminierung der exogenen Einflussfaktoren aus dem Prozess des Netzanschlusses aktuell noch nicht vollständig möglich ist und dadurch zu Verzerrungen in der Kennzahl führen kann.

Wie in unserer Stellungnahme zur Datenerhebung (GBK-26-02-1#1) vom 23.01.2026 und früheren Stellungnahmen bereits geäußert, sind die Grenzen einer entsprechenden Datenauswertung in den derzeitig gestalteten internen Systemen. Eine Anpassung der IT-Systeme bedarf einer Gewissheit, auf welche konkreten Anforderungen die künftigen Anpassungen abzielen sollen. Neben dem finanziellen Aufwand, der mit den Anpassungen der internen IT-Systeme verbunden ist, bedarf eine solche Anpassung im Regelfall eine längere (mehrjährige) Umsetzungszeit.

2.1.5. Monetarisierung (Tenorziffern 6.2.6)

Wir begrüßen die zeitlich nachgelagerte Ausgestaltung der Monetarisierung der Energiewendekompetenz. Hierfür ist eine über mehrere Erhebungen geprüfte und valide Datengrundlage mit entsprechender Transparenz der Vorprozesse zwingend vorauszusetzen. In der Randziffer 393 stellt die Beschlusskammer die Frage, inwiefern ein Bonus-System die Netznutzer im Netzgebiet, in dem die Umsetzung der Energiewende besonders ausgeprägt ist, neben dem dafür ohnehin anfallenden Aufwand auch noch zusätzliche Kosten durch die Bonuszahlungen, zuzumuten seien.

Die Netzkosten werden über die Erlösobergrenze in Form von Netzentgelten auf alle Netznutzer umgelegt. Seit den Netzentgelten für das Jahr 2024 werden die energiewendebedingten Kosten durch die sogenannten EE-bedingte Mehrkosten (BK8-24-001-A) deutschlandweit verteilt. Damit sind die energiewendebedingten Kosten nicht mehr regional zu tragen. Der Bonus ist aus unserer Sicht als EE-bedingte Netzkosten zu sehen und wäre damit nach der aktuellen Netzentgeltsystematik über den „Aufschlag für besondere Netznutzung“ auf alle Netznutzer deutschlandweit gleich zu verteilen. Damit kommt es nicht zu Netzentgelterhöhung aus dem Bonus im Netzgebiet des energiewendekompetenten Netzbetreiber.

Im aktuell laufenden AgNes-Prozess zur Ausgestaltung einer neuen Netzentgeltsystematik werden die Folge Regelungen der StromNEV (Ablaufdatum 31.12.2028) erarbeitet. Das Ziel von AgNes ist den veränderten Rahmenbedingungen (insbesondere durch die

13 / 13

Energiewende) mit neuen Ansätzen zu begegnen. Dabei soll u.a. eine verursachungsgerechte Kostenverteilung auf alle Netznutzer erreicht werden, etwa durch die Einbeziehung bislang netzentgeltbefreiter Netznutzern oder durch eine an die aktuellen Gegebenheiten angepasste Kostenwälzung. Damit wäre eine zusätzliche Netzkundenbelastung nicht gegeben.

Freundliche Grüße

