

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Festlegungsentwurf Methodenfestlegung Qualitätsregulierung | Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#4

Festlegungsverfahren der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	Netze BW GmbH		
	Marktrolle:	VNB Strom und Gas	
Kontaktdaten*:			
Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mit veröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Stellungnahme: Festlegungsentwurf Methodenfestlegung Qualitätsregulierung | Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#4

Nr.	Tenzorziffer (pflichtfeld)	Bezug	Weitere Auswahl (optional)	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Sonstiges (wenn keine Tenzorziffer einschlägig)	Nur Strom		Einleitung	Die Bundesnetzagentur hat am 19. Dezember 2025 einen Festlegungsentwurf zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung veröffentlicht (GBK-24-02-1#4). Die Festlegung hat die Methodik zur Qualitätsregulierung zum Gegenstand und soll grundsätzlich Anreize vorgeben, die Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit der Stromnetze bzw. der Stromverteilnetzbetreiber zu verbessern. Zum Festlegungsentwurf kann bis zum 06. Februar 2026 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nimmt die Netze BW gerne wahr. Der Festlegungsentwurf reiht sich in den NEST-Prozess der Bundesnetzagentur zur Neuregelung des Regulierungsrahmens ein. Nach § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Ermittlung und zur näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben treffen, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeits- oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen und unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden. Dem Festlegungsentwurf gingen ein Eckpunktepapier vom 14. Dezember 2024 sowie mehrere Expertenaustausche voraus. Diese befassten sich insbesondere mit den neu vorgesehenen Elementen innerhalb der Qualitätsregulierung: der Energiewendekompetenz und dem Digitalisierungsindex. Die konkrete Ausgestaltung dieser neuen Elemente ebenso wie die Regelungen zur Netzzuverlässigkeit sind nun Gegenstand des vorliegenden Festlegungsentwurfs. Zu den vorgesehenen Regelungen und methodischen Ansätzen der zukünftigen Qualitätsregulierung nimmt die Netze BW im Folgenden zu ausgewählten, aus unserer Sicht zentralen Aspekten Stellung.
2	Sonstiges (wenn keine Tenzorziffer einschlägig)	Nur Strom	Netzzuverlässigkeit	Zusammenfassung zentraler Punkte	•Das Qualitätsniveau der deutschen Stromnetze ist im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit auf einem hohen Niveau. Demnach ist das Festhalten an der bisherigen methodischen Vorgehensweise bei der Netzzuverlässigkeit nachvollziehbar. Jedoch bedarf es an wichtigen Stellen methodischer Verbesserungen, damit dies auch zukünftig gewährleistet ist. •Damit Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Versorgungsunterbrechungskennzahlen geschaffen werden, bedarf es der Veröffentlichung aller im Rahmen der Qualitätsregulierung erhobenen Daten in nicht-anonymisierter Form. •Das im Festlegungsentwurf vorgesehene 50-Jahre-Kriterium zur Abgrenzung von Ereignissen höherer Gewalt ist nicht sachgerecht. Der Ansatz geht über den für eine ökonomisch effiziente Qualitätsregulierung angemessenen Maßstab hinaus, da er nicht beeinflussbare Einflüsse nicht hinreichend von den beeinflussbaren Faktoren des Netzbetreibers trennt und damit ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis verfehlt. •Stattdessen sollte zur Abgrenzung von Extremereignissen/höherer Gewalt die MED-Methode angewendet werden. Diese Methode stellt nach Ansicht von Netze BW eine überlegene Methode gegenüber dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen 50-Jahre-Kriterium dar. Die MED-Methode weist erhebliche Vorzüge auf, die insbesondere auf das Ziel einer Beanreizung einer optimalen Qualität einzahlen und auch den im Eckpunktepapier genannten Bedingungen, wie der Berücksichtigung des Klimawandels und der Reduzierung des Verwaltungsaufwands, Rechnung trägt. •Für die Qualitätsregulierung ist es darüber hinaus sachgerechter, an den Begriff extremer Ereignisse anzuknüpfen, der neben höherer Gewalt auch seltene, besonders schwerwiegende Ereignisse umfasst, deren Vermeidung ineffizient wäre. •Referenzwerte setzen eine hinreichende Vergleichbarkeit der Netzbetreiber in Nieder- und Mittelspannung voraus. Aus Sicht der Netze BW sollte daher auf die zwingende Festlegung gewichteter Durchschnittswerte als Referenzwerte verzichtet werden, solange keine vorgelagerte, belastbare Analyse gebietsstruktureller Unterschiede erfolgt ist. •Nach Auffassung der Netze BW sind die Modellergebnisse der Referenzfunktion als mangelhaft zu bewerten. Die Bundesnetzagentur hat die Chance zur Prüfung der Referenzfunktion im Zuge des NEST-Prozesses leider nicht genutzt. Eine tiefergehende Analyse der Referenzfunktion ist jedoch zwingend notwendig und sollte noch vor der 5. Regulierungsperiode erfolgen. •In diesem Zusammenhang hat Netze BW eine Analyse von alternativen Strukturparameter durchgeführt und der Bundesnetzagentur übermittelt. Die Ergebnisse legen sowohl aus konzeptionellen Überlegungen als auch auf Grundlage der statistischen Ergebnisse die Mitberücksichtigung der Netzgebietshöhe nahe.
3	Sonstiges (wenn keine Tenzorziffer einschlägig)	Nur Strom	Netzleistungsfähigkeit	Zusammenfassung zentraler Punkte	•Bezüglich der konsultierten Kennzahlen zur Abbildung der Energiewendekompetenz ist Netze BW der Auffassung, dass die Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“, die mittels der Umsetzungsquoten abgebildet werden, entfallen sollten, da diese die Kriterien „Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber“ und „Nicht-Redundanz“ nicht erfüllen. •Die Netze BW hat zudem erhebliche Zweifel an der Sachgerechtigkeit der Ausführungen in Festlegungsentwurf und Gutachten zum Zusammenhang der Kennzahlen mit gebietsstrukturellen Eigenschaften und der daraus folgenden pauschalen Ablehnung der Notwendigkeit einer Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. •Insbesondere die fast vollständig fehlende Auseinandersetzung mit möglichen Einflüssen relativer Gebieteigenschaften auf die Energiewendekompetenz-Kennzahlen stellt eine Verletzung der Vorgaben aus § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG dar. •Eine Kopplung der möglicherweise angedachten Monetarisierung der Energiewendekompetenz an die CO₂-Vermeidung halten wir für nicht sachgerecht, da diese nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt, sondern exogen vom Netzkunden durch die Art und Menge der Einspeisung bzw. des Verbrauchs determiniert wird. Wir begrüßen daher, dass die Monetarisierung in einer gesonderten Festlegung behandelt werden soll. •Der Digitalisierungsindex kann lediglich Hinweise auf die allgemeine Branchenentwicklung geben. Er eignet sich nach Einschätzung von Netze BW weder für einen direkten Vergleich der Netzbetreiber untereinander noch für eine Monetarisierung, da er die unterschiedliche Notwendigkeit von Digitalisierung in den verschiedenen Netzen nicht abbildet. •Zum besseren Verständnis und zur Vermeidung von Berechnungsunsicherheiten wäre es hilfreich, wenn den Netzbetreibern künftig ein standardisiertes Berechnungstool für den Digitalisierungsindex bereitgestellt würde – beispielsweise in Form eines zusätzlichen Excel-Arbeitsblatts im Erhebungsbogen mit den entsprechenden Formeln. •Netze BW lehnt die Streichung der Angabe „Schätzung vorgenommen“ im Erhebungsbogen ab. Sollte die Bundesnetzagentur an der Streichung festhalten, ist es aus Sicht von Netze BW erforderlich, dass die Vorgehensweise zur Datenermittlung grundsätzlich in den Erläuterungen des Erhebungsbogens und nicht lediglich „auf Anfrage“ dokumentiert wird. •Die Inkonsistenz, die sich daraus ergibt, dass sich Tenzorziffer 6.3.8 auf den Erhebungsbogen 2024 bezieht und damit die Änderungen des Anfang 2026 konsultierten Erhebungsbogens hinsichtlich der Dimension Kundenmanagement bzw. Webportale – der nun ausschließlich spannungsebenenunabhängige Fragen enthält – nicht berücksichtigt, ist zu beheben. Sofern die Bundesnetzagentur weiterhin Fragen vorsieht, die nach Spannungsebenen differenzieren, schlagen wir vor, die Definition des Faktors a zu korrigieren, da diese in der vorliegenden Form aus Sicht von Netze BW nicht korrekt sein kann. •Es bedarf einer klaren Darstellung, wie der deutschlandweite Digitalisierungsindex aus den netzbetreiberindividuellen Gesamtindizes berechnet wird, da die Beschreibung in Tenzorziffer 6.3.10 nach Auffassung von Netze BW derzeit nicht eindeutig nachvollziehbar ist.
4	Adressaten (Tenzorziffer 2)	Nur Strom	Anmerkung	Adressatenkreis	Gemäß Tz. 2 ist der Adressatenkreis hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit auf Netzbetreiber im regulären Verfahren beschränkt. Vor dem Hintergrund der Ausführungen zu Tz. 4 bleibt jedoch unklar, ob zur Ermittlung der Netzzuverlässigkeit dennoch die Strukturdaten aller Netzbetreiber, also auch jener im vereinfachten Verfahren, erhoben werden müssen.
5	Datengrundlage (Tenzorziffer 4)	Nur Strom	Anmerkung	Transparenz und Nachvollziehbarkeit	Wie bereits im Zusammenhang mit Tz. 2 angemerkt, erschließt es sich Netze BW nicht, ob bei der Ermittlung der Netzzuverlässigkeit auch die Strukturdaten der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren einbezogen werden müssen. Darüber hinaus ist nach Auffassung von Netze BW hinsichtlich der in Tz. 4, Satz 4 angekündigten gesonderten Festlegung zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten zu klären, ob die bislang anonym erhobenen Störungsdaten künftig veröffentlicht werden sollen oder ob es bei der bisherigen Anonymisierung bleibt. Aus Sicht von Netze BW ist zur Gewährleistung von Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Versorgungsunterbrechungskennzahlen die Veröffentlichung aller im Rahmen der Qualitätsregulierung erhobenen Daten in nicht anonymisierter Form erforderlich.

6	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Grundsätzliche Einschätzung	Grundsätzlicher Beibehalt des bisherigen Vorgehens mit Ausnahme der Abgrenzung zur höheren Gewalt nachvollziehbar.	In dem Abschnitt zur Ermittlung der Kennzahlenwerte definiert die Bundesnetzagentur die Kennzahlen ASIDI und SAIDI und legt Regelungen zu den zu berücksichtigenden Störungsanlässen fest. Demnach sollen wie bisher alle ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkung Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ berücksichtigt werden. Zudem sollen auch geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Sonstiges“ zur Hälfte berücksichtigt werden, „Zählerwechsel“ sollen jedoch nicht berücksichtigt werden. Auch kein Bestandteil innerhalb der Kennzahlen sollen Versorgungsunterbrechungen sein, die auf „Rückwirkungsstörungen“ oder „höherer Gewalt“ zurückzuführen sind. Im Hinblick auf den Störungsanlass „höherer Gewalt“ sollen nur noch klimatische und seismologische Ereignisse zugeordnet werden, die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten. Grundsätzliche Einschätzung der Netze BW zu Tenorziffer 5.2 Nach Auffassung der Netze BW ist die grundsätzliche Beibehaltung im Hinblick auf die Störungsanlässe nachvollziehbar und positiv zu bewerten, insbesondere der Umstand, dass weiterhin nur Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten betrachtet werden. Die häufige Berücksichtigung der sonstigen Störungsanlässe erachtet Netze BW als sachgerecht. Im Hinblick auf die Vorgehensweise bei der Zuordnung von Ereignissen der höheren Gewalt ist nach Auffassung der Netze BW eine deutlich strengere Vorgehensweise beabsichtigt, die nicht zu dem grundsätzlichen Ziel der Qualitätsregulierung passt, ein optimales Qualitätsniveau anzureizen. Mit unserem Vorschlag, die Zuordnung der Ereignisse über die Major-Event-Days Methode (MED-Methode) durchzuführen, würden neben diesem grundsätzlichen Ziel der Qualitätsregulierung auch andere wichtige Aspekte durchaus gestärkt. Dazu zählen die Berücksichtigung der durch den Klimawandel veränderten Extremwittersituationen, eine individuelle Abgrenzung über die Verantwortlichkeit von Störungsereignissen und eine Reduktion des Verwaltungs- und Prüfaufwands. Positiv zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang lediglich, dass die Bundesnetzagentur sich mit der MED-Methode befasst hat und zumindest beabsichtigt, diese Methode für die Zukunft nicht per se auszuschließen.
7	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Vorschlag	MED-Methode	Anwendung der MED-Methode zur Einstufung von Ereignissen der höheren Gewalt.
8	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Begründung der Netze BW zum Änderungsvorschlag zu Tenorziffer 5.2.3 Die MED-Methode ist eine empirische Vorgehensweise zur Kategorisierung extremer Ereignisse. Mit der MED-Methode kann ermittelt werden, ob gewisse Störungsanlässe dem Charakter nach höhere Gewalt Ereignissen oder dem normalen Störungsgeschehen zuzuordnen sind. Grundlagen der MED-Methode Die Kategorisierung von extremen Ereignissen besteht bei der MED-Methode darin, netzbetreiberindividuell zu entscheiden, ob es sich bei einem bestimmten Tag um einen extremen Tag handelt. Dafür werden aus der netzbetreiberindividuellen Störungsstatistik der vergangenen Jahre zunächst für jeden Netzbetreiber jeweils Tageswerte des ASIDI und SAIDI gebildet, wobei Tage ohne Versorgungsunterbrechung nicht berücksichtigt werden. Häufig werden hierbei die vergangenen fünf Jahre als geeignete Datenbasis betrachtet. Die Tages-Werte folgen im Regelfall näherungsweise einer sogenannten log-normal Verteilung. Die Form einer log-normal Verteilung bildet u.a. den Umstand ab, dass kürzere und weniger intensive Versorgungsunterbrechungen häufiger vorkommen. Das bedeutet auch, dass durch Anwendung des Logarithmus auf die Tages-Werte eine Normalverteilung der Werte entsteht. Für die Berechnung einer Höheren-Gewalt-Schwelle werden zunächst die Tages-Werte logarithmiert, um eine Normalverteilung zu erhalten. Daraufhin werden getrennt für die Nieder- und Mittelspannung sowie netzbetreiberindividuell der Mittelwert (α) und die Standardabweichung (β) aus den logarithmierten Tages-Werten des Netzbetreibers berechnet. Um von den logarithmierten Werten zurück zu den Tages-Werten zu gelangen, muss die Exponentialfunktion angewandt werden. Die Schwelle für ein Extremereignis wird bei Wahl eines Faktors von 2,5 also auf $MED = e^{(\alpha + 2,5\beta)}$ festgelegt. Jeder Tages-Wert in dem zu betrachtenden Jahr wird als extrem und somit als höhere Gewalt interpretiert, wenn der Tages-Wert größer als MED ist. Diese Extremereignisse werden schließlich bei der Berechnung des SAIDI bzw. ASIDI gesamthaft nicht berücksichtigt. Die Schwelle nach MED ergibt sich über den Mittelwert und ein vorher bestimmtes Vielfaches der Standardabweichung, häufig wird der Faktor 2,5 verwendet. Das bedeutet, es wird der Mittelwert zuzüglich der Standardabweichung als Schwelle herangezogen. Der Faktor von 2,5 ergibt sich hierbei aus Überlegungen, wie die erwartete Eintrittswahrscheinlichkeit eines extremen Ereignisses pro Jahr ausgelegt wird. In einfachen Worten: Wird ein höherer Faktor angelegt, liegt die Schwelle höher und somit wird eine geringere erwartete Eintrittswahrscheinlichkeit eines extremen Ereignisses impliziert. Der gewählte Wert basiert hierbei auf einem Konsens internationaler Experten und kann als eine Abwägung zwischen der Strenge für die Berücksichtigung von Extremereignissen und dem Ziel einer Beanreizung eines optimalen Qualitätsniveaus verstanden werden.
	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Vorteile der MED-Methode Nach Auffassung der Netze BW hat die MED-Methode beachtliche Vorzüge, die insbesondere auf das Ziel einer Beanreizung einer optimalen Qualität einzahlen und auch den im Eckpunktepapier genannten Bedingungen, wie der Berücksichtigung des Klimawandels und der Reduzierung des Verwaltungsaufwands, Rechnung trägt. Die Vorzüge im Einzelnen: •Mit der MED-Methode werden die in der Rechtsprechung anerkannten Abgrenzungskriterien höherer Gewalt gestärkt, indem deren vielfältige Erscheinungsformen unter Berücksichtigung der Zielsetzung der Qualitätsregulierung vollständiger erfasst werden. Die Verwendung extremer Tageswerte stellt sicher, dass Ereignisse von außergewöhnlicher Seltenheit und erheblicher Intensität als Extremereignis eingeordnet werden. Eine Beschränkung der Ursachen erfolgt dabei nicht, da sämtliche auf Dauer und Betroffenheit der Störung einwirkenden Faktoren über die tagesbezogenen Kennzahlen abgebildet werden. •Mit der MED-Methode werden die erwarteten klimatischen Veränderungen dynamisch erfasst. Diese können zu einer zunehmenden Häufigkeit von Extremereignissen führen. Die Extremereignisse werden aber adäquat über das rollierende Abstellen auf die jüngste Störungshistorie eines Netzbetreibers berücksichtigt (häufig auf die vergangenen 5 Jahre). Werden in einem Netzgebiet häufiger Extremereignisse zu sehen sein, steigt die Schwelle für ein Extremereignis im Zeitablauf an, weil sich durch die Zunahme die Schwelle verschiebt. Gleichzeitig erhöht sich auch der Verantwortungsbereich des entsprechenden Netzbetreibers, da zwangsläufig mit einem Anstieg der Schwelle auch mehr Störungen im ASIDI bzw. SAIDI berücksichtigt werden. Über den höheren ASIDI bzw. SAIDI ist davon auszugehen, dass sich der Bonus- bzw. Malus verringert bzw. erhöht. Somit steigt der Anreiz für den jeweiligen Netzbetreiber in die Qualität zu investieren. •Durch die für jeden Netzbetreiber individuell festgelegten Schwellenwerte innerhalb der MED-Methode werden die strukturellen, topografischen und regionalen Besonderheiten des jeweiligen Netzgebiets bereits bei der Beurteilung der Verantwortlichkeit bei Extremereignissen berücksichtigt. Diese Faktoren können insbesondere vor dem Hintergrund der klimatischen Veränderungen entscheidend für Abweichungen bei der Einstufung extremer Ereignisse sein. •Zugleich reduziert die MED-Methode den Verwaltungs- und Prüfaufwand erheblich, da individuelle Prüfungen einzelner Störungsereignisse nicht mehr erforderlich sind. Darüber hinaus zeigen unsere Analysen, dass eine praktische Umsetzbarkeit der Methode mit den bestehenden Datenabfragen bei Stromnetzbetreibern durchführbar ist und keine zusätzlichen Datenabfragen erforderlich sind. Für eine weitere Erklärung der Vorzüge und einer Analyse der potenziellen Auswirkungen auf die Kennzahlen bei hypothetischer Anwendung der MED-Methode, verweisen wir auf den Fachartikel „Qualitätsregulierung in Zeiten des Klimawandels: zur regulatorischen Abgrenzung von Extremereignissen“.
	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 5.2.3 Die Bundesnetzagentur beabsichtigt für die Einstufung die Anwendung des sogenannten 50-Jahres-Kriteriums. Demnach sollen nur Ereignisse als höhere Gewalt eingestuft werden, wenn es sich um ein Ereignis handelt, das mindestens ein 50-jähriges Ereignis ist. Somit wäre es nach Ansicht der Bundesnetzagentur nicht ausreichend, wenn beispielsweise eine Windstärke von mehr als 10 Bft. gemessen würde, sondern das Ereignis müsse zudem auch den Charakter einer Naturkatastrophe aufweisen. Maßgeblich soll nach den Ausführungen der Bundesnetzagentur in ihrer Begründung dabei das Kriterium der Singularität sein: Ein Ereignis gelte nur dann als höhere Gewalt, wenn es eine besondere Einmaligkeit besitze. Trete eine vergleichbare Ereignisstärke – etwa eine bestimmte Windstärke – in der betreffenden Region bereits ein- oder mehrfach in jüngerer Vergangenheit auf, entfällt die Einstufung als höhere Gewalt. Die Bundesnetzagentur bezeichnet diesen Ansatz selbst als strengen Maßstab, sieht ihn jedoch durch den ihr zustehenden Entscheidungsspielraum gedeckt. Ziel sei es, ausschließlich solche Versorgungsunterbrechungen von der Qualitätsregulierung auszunehmen, die auf ungewöhnliche und singuläre klimatische und seismologische Aktivitäten zurückzuführen sind. Hintergrund ist die Zielsetzung der Qualitätsregulierung, grundsätzlich alle Versorgungsunterbrechungen zu berücksichtigen, da diese mit Unannehmlichkeiten für die Kunden und einer Minderung der Versorgungsqualität einhergehen. Das 50-Jahres-Kriterium stütze sich zudem auf einen wissenschaftlich anerkannten Ansatz. Vor dem Hintergrund des Klimawandels hält die Bundesnetzagentur einen besonders strengen Maßstab für erforderlich, um zu verhindern, dass bei zunehmender Häufigkeit extremer Wetterereignisse immer mehr Störungen als höhere Gewalt qualifiziert werden. Darüber hinaus soll das 50-Jahres-Kriterium zu einer Reduktion des Verwaltungs- und Prüfaufwands, zu größerer Klarheit bei der Zuordnung einzelner Ereignisse sowie zu einer bundesweit einheitlichen und gleichbehandelnden Anwendung gegenüber allen Netzbetreibern führen.

	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Einschätzung der Netze BW zur Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 5.2.3 Aus Sicht der Netze BW ist das im Festlegungsentwurf vorgesehene strenge Vorgehen zur Abgrenzung von Ereignissen höherer Gewalt anhand eines 50-Jahre-Kriteriums nicht sachgerecht. Der gewählte Ansatz überschreitet den angemessenen Maßstab für eine ökonomisch effiziente Qualitätsregulierung, deren zentrales Ziel es sein sollte, exogene, nicht beeinflussbare Einflüsse von den beeinflussbaren Einflüssen des Netzbetreibers abzugrenzen und ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Kosten und Nutzen sicherzustellen. Insbesondere erschließt sich uns aus den Tenorziffern und der Begründung nicht, wie das 50-Jahre-Kriterium die dynamischen Entwicklungen im Zuge des Klimawandels im Zeitablauf sachgerecht berücksichtigen soll. Die Bundesnetzagentur führt hierzu aus, dass das 50-Jahre-Kriterium die Wirkung eines „atmenden Deckel[s]“ entfalten würde (Rz. 205). In Netzgebieten, in denen in den letzten Jahren vermehrt Extremereignisse aufgetreten seien, würde der Deckel ansteigen. Es würde damit sichergestellt, dass die im Zuge des Klimawandels vermehrt auftretenden Extremereignisse durch den ansteigenden Deckel „durch das letzte zurückliegende 50-Jahres-Ereignis erneut angehoben wird“. An anderer Stelle wird ausgeführt, dass bei einem wiederholten Vorliegen eines Extremereignisses in jüngerer Vergangenheit eine Einordnung als höhere Gewalt nicht mehr greife (Rz. 196). Diese Auslegung ist in sich widersprüchlich und lässt offen, welcher Zeitraum unter der „jüngeren Vergangenheit“ konkret zu verstehen ist. Vor allem aber führt sie dazu, dass nicht etwa der Deckel dynamisch angepasst wird, sondern der Störungsanlass höherer Gewalt faktisch entfällt. Denn folgt man dieser Logik, wäre bei Eintritt eines als höherer Gewalt anerkannten Ereignisses ein weiteres, nachfolgendes Extremereignis – selbst wenn es objektiv den Charakter einer Naturkatastrophe aufweist – dem Verantwortungsbereich des Netzbetreibers zuzuordnen. Der postulierte „atmende Deckel“ würde damit nicht angehoben, sondern im Ergebnis abgeschafft. Die angenommene Konzeption eines „atmenden Deckels“ beruht unserer Auffassung nach auf einem grundlegenden Missverständnis der statistischen Bedeutung eines 50-Jahres-Ereignisses. Ein solches Ereignis beschreibt keine kalendarische Sperrfrist, sondern eine jährliche Überschreitungswahrscheinlichkeit von 2 % und schließt ein mehrfaches Auftreten innerhalb kurzer Zeiträume ausdrücklich nicht aus. Die Annahme, ein 50-Jahres-Ereignis könne oder dürfe innerhalb der letzten 50 Jahre nicht bereits eingetreten sein, widerspricht daher der fachlich etablierten Definition von derartigen Bemessungsereignissen. <i>In der im Festlegungsentwurf beschriebenen Auslegung ist das 50-Jahre-Kriterium daher kein sachgerechter Maßstab für die Qualitätsregulierung.</i> Vor diesem Hintergrund ist auch kritisch zu hinterfragen, dass die Bundesnetzagentur von einem wissenschaftlich anerkannten Ansatz spricht, ohne hierfür wissenschaftliche Literatur zu benennen, in der die Verwendung eines 50-Jahre-Kriteriums zur Abgrenzung höherer Gewalt im Rahmen der Qualitätsregulierung hergeleitet oder dessen Eignung belegt wird. Demgegenüber ist die MED-Methode in der wissenschaftlichen Literatur beschrieben und in ihrer regulatorischen Zielsetzung durchaus erprobt. Ihr Zweck besteht darin, außergewöhnliche Versorgungsunterbrechungen relativ zum individuellen Störungsgeschehen eines Netzbetreibers abzugrenzen und damit jene Ereignisse zu identifizieren, die außerhalb des regulären Verantwortungsbereichs liegen. Genau diese Abgrenzung ist aus regelungsökonomischer Sicht das zentrale Ziel, wenn der Verantwortungsbereich eines Netzbetreibers im Hinblick auf extreme Ereignisse bestimmt werden soll. In ihrer Begründung setzt sich die Bundesnetzagentur mit dem Diskussionspapier der Netze BW vom September 2025 auseinander, in dem Schwächen der bisherigen Vorgehensweise analysiert werden und die MED-Methode vorgestellt wird. Die Bundesnetzagentur erachtet die MED-Methode als nicht überlegen und führt hierfür an, dass die konkreten Unterbrechungsursachen nicht mehr relevant seien (= rein abstrahiert generelle Betrachtung), alle Störungsarten einbezogen seien und bei geringer Störungsanzahl Datenprobleme bestünden. Zutreffend ist, dass die MED-Methode von den konkreten Unterbrechungsursachen abstrahiert. Im Vordergrund steht vielmehr der Einfluss auf die Kennzahlen ASIDI und SAIDI. Damit wird gerade diejenige Größe adressiert, die für Netznutzer relevant ist, unabhängig davon, welche Ursache der Unterbrechung zugrunde liegt. Diesen Grundgedanken erkennt auch die Bundesnetzagentur an (Rz. 209), äußert jedoch Bedenken hinsichtlich einzelner Störungsanlässe, die der Sphäre des Netzbetreibers zuzuordnen seien, etwa „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“. Selbst wenn eine solche Unterbrechung oberhalb der MED-Schwelle liegt, wäre sie nach der MED-Logik als extremes Ereignis zu klassifizieren, da sie im Verhältnis zum üblichen Störungsgeschehen selten und schwerwiegend ist. Zugleich geht sie in die zukünftige Datenbasis ein und erhöht damit die Schwelle für die Zukunft. Der Netzbetreiber hat somit einen starken Anreiz, die Ursachen solcher Ereignisse zu analysieren und künftig zu vermeiden. Die Befürchtung, Netzbetreiber könnten durch unzureichende Netzertüchtigung Vorteile erlangen, ist daher nicht gerechtfertigt.
	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Neben diesem Aspekt hat die Bundesnetzagentur Kritik an dem Umstand geäußert, dass alle Störungsarten einbezogen würden. Innerhalb der MED-Methode kann aber bewusst vom Regulierer festgelegt werden, welche Störungsarten in die Datenbasis einfließen. Da die Dokumentation über die Ursachen bei den Netzbetreibern aufgrund des oben beschriebenen Sachverhaltes ohnehin aufrechterhalten werden würde, könnte die Bundesnetzagentur auch beispielsweise Störungen, die ihre Ursache in Terror oder Abschaltung aufgrund behördlicher Anordnung haben, außen vorlassen (Rz. 206). Somit könnte von der Behörde vorab gefiltert werden, welche Störungsanlässe in die Datenbasis zur MED-Methode eingehen sollen und welche eben nicht. Grundsätzlich empfehlen wir jedoch den Einbezug jeglicher Störung, um die Einfachheit des Vorgehens zu stärken. Die von der Bundesnetzagentur angesprochenen Datenproblematiken bei geringer Störungsanzahl sind berechtigt, lassen sich jedoch innerhalb der MED-Methode adressieren. Denn auch unsere Analysen haben zunächst gezeigt, dass bei manchen Netzbetreibern eine zu geringe Störungsanzahl vorliegt, um daraus eine individuelle Schwelle nach der MED-Methode abzuleiten. Diesen Umstand kann man aber prinzipiell mit zwei Möglichkeiten begegnen: In der MED-Methode ist für den ASIDI bzw. SAIDI ein Tageswert zu bestimmen. In der Regel werden für einen Datenpunkt alle Störungen innerhalb eines Zeitraums von 24h betrachtet und für einen Tageswert zusammengefasst. Dieser Zeitraum könnte jedoch auch kürzer gefasst werden und beispielsweise auf 6h reduziert werden. Damit würden für einen Netzbetreiber mehr Datenpunkte resultieren. Dieses Vorgehen wurde beispielsweise bei der statistischen Grenze in Italien analysiert. Ist das erste Vorgehen nicht ausreichend, weil der Netzbetreiber tatsächlich nur eine sehr geringe Anzahl an Störungen vorliegen hat, könnte man Störungen von Netzbetreibern zusammenlegen und aus dieser Datenbasis eine Schwelle nach der MED-Methode ableiten. Dies könnte beispielsweise für diejenigen Netzbetreiber geschehen, die wenige Störungen aufweisen, da aufgrund der geringen Störungshäufigkeit ohnehin eine gewisse strukturelle Vergleichbarkeit vorliegen dürfte. Für die Ableitung einer Schwelle nach der MED-Methode kann eine Anzahl von rd. 30 Störungen bereits als ausreichend betrachtet werden. Schließlich liegt aus Sicht der Netze BW ein Missverständnis im Zusammenhang mit der Zusammenlegung strukturell ähnlicher Netzbetreiber vor (Rz. 208). Dabei ist ausdrücklich nicht gemeint, dass für diese Netzbetreiber ein einheitlicher Referenzwert festgelegt werden sollte. Vielmehr geht es ausschließlich um die Zusammenlegung der Datenbasis zur Ableitung einer Extremwert-Schwelle. Aus der gemeinsamen Datenbasis würde dann für diese Netzbetreiber eine einheitliche anstatt einer individuellen Schwelle resultieren. Der anschließende Netzbetreibervergleich über die Referenzfunktion bleibt hiervon unberührt. Daraus folgt auch kein uneinheitliches Vorgehen zwischen Nieder- und Mittelspannung. Die MED-Methode muss für beide Spannungsebenen gleichermaßen Anwendung finden.
	Ermittlung der Kennzahlenwerte der Netzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.2)	Nur Strom	Begründung zum Vorschlag	MED-Methode	Die Diskussion zeigt insgesamt, dass das 50-Jahre-Kriterium und die MED-Methode unterschiedlichen konzeptionellen Ansätzen entstammen. Während das 50-Jahre-Kriterium eher aus dem naturwissenschaftlichen Bereich entstammt und die objektive Seltenheit eines Naturereignisses unabhängig vom betroffenen Netzgebiet beschreibt, ist die MED-Methode ein regelungsökonomisches Instrument zur Abgrenzung extremer, nicht effizient vermeidbarer Versorgungsunterbrechungen. Für die Auslegung des Begriffs höherer Gewalt im Rahmen der Qualitätsregulierung erscheint es daher sachgerechter, auf den Begriff extremer Ereignisse abzustellen. Dieser umfasst sowohl Ereignisse höherer Gewalt als auch seltene, besonders schwerwiegende Ereignisse, deren Vermeidung nur mit unverhältnismäßig hohen Kosten möglich wäre. Unter den genannten Modifikationen kann die MED-Methode somit einen geeigneten Beitrag zu einer ausgewogenen und anreizkompatiblen Qualitätsregulierung leisten und ist nach Einschätzung von Netze BW ein gegenüber dem Vorschlag der Bundesnetzagentur überlegener Ansatz.
9	Referenzwerte der Netzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Grundsätzliche Einschätzung	Referenzfunktion ist mangelhaft	Im Hinblick auf die Ermittlung der Referenzwerte soll das bisherige Vorgehen beibehalten werden. Demnach sieht die Bundesnetzagentur weiterhin vor auf der Niederspannung einen einheitlichen gewichteten Durchschnittsreferenzwert für alle Netzbetreiber anzulegen und für die Mittelspannung sollen die individuellen Referenzwerte auf Basis eines funktionalen Zusammenhangs resultieren. Für die Mittelspannung soll bei der Referenzfunktion weiterhin die Lastdichte herangezogen werden, um die gebietsstrukturellen Unterschiede der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur behält sich jedoch eine Überprüfung der Geeignetheit des Strukturparameter der Lastdichte vor. In ihrer Begründung geht sie auch auf Kriterien der zu überprüfenden Strukturparameter ein und auf konzeptionelle und statistische Anforderungen. Netze BW bewertet die Beibehaltung der Vorgehensweise zur Ermittlung der Referenzwerte lediglich vor dem Hintergrund der Kontinuität als grundsätzlich gangbaren Weg. Jedoch sind die statistischen und konzeptionellen Schwächen der Referenzfunktion in den vergangenen Jahren noch deutlicher zu Tage getragen und gipfelte in der eindeutigen Missachtung von Bedingungen aus der Methodenfestlegung für die 4. Regulierungsperiode (negative Koeffizienten). Trotz dieser offensichtlichen Schwächen soll nun die Lastdichte als Erklärungsparameter innerhalb der Referenzfunktion beibehalten werden. Dies trifft bei Netze BW auf großes Unverständnis. Zwar soll die Geeignetheit des Strukturparameter Lastdichte überprüft werden, jedoch wurde wichtige Zeit verstrichen, da die Kritik an der Referenzfunktion nicht neu ist und eine tieferegehende Analyse seit dem Gutachten von FGH und E-Bridge aus dem Jahr 2023 ausbleibt.
10	Referenzwerte der Netzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 5.3.1 und 5.3.2	Keine zwingende Ermittlung von gewichteten Durchschnittswerten, die als Referenzwerte dienen	Es sollte nach Auffassung der Netze BW nicht festgelegt werden, dass eine zwingende Ermittlung von gewichteten Durchschnittswerten erfolgt, die als Referenzwerte dienen, ohne hierbei im ersten Schritt eine ausführliche Analyse über die Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden durchgeführt zu haben. Für eine sachgerechte Ermittlung von Referenzwerten muss zwingend eine Vergleichbarkeit der beteiligten Netzbetreiber hergestellt werden, sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung.

11	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.1 und 5.3.2	Vergleichbarkeit der Netzbetreiber ist unabdingbar	Eine Vergleichbarkeit der Netzbetreiber ist unabdingbar, da ansonsten Referenzwerte resultieren können, die ein zu strenges oder zu geringes Qualitätsniveau anreizen und somit grundsätzlich falsche Investitionsanreize setzen. Das grundlegende Ziel der Qualitätsregulierung ist es ein optimales Qualitätsniveau anzureizen, wie auch die Bundesnetzagentur mit Verweis auf den BGH-Beschluss VI-3 Kart 543/24 in Rz. 210 ausführt. Bei den rd. 200 Netzbetreibern in der Qualitätsregulierung gibt es unterschiedliche strukturelle Einflüsse auf die Versorgungsunterbrechungen, insbesondere hinsichtlich der Topografie eines Netzgebietes. Diese müssen auch weiterhin eine Berücksichtigung bei der Ermittlung der Referenzwerte erfahren, um das grundlegende Ziel der Qualitätsregulierung zu erfüllen. Dementsprechend trifft auch die in der Begründung dargelegte Auffassung der Bundesnetzagentur auf Unverständnis, dass gegeben dem Nutzen- und Aufwandverhältnis von der grundsätzlichen Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede abgesehen werden kann (Rz. 235).																																																																					
12	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 5.3.3	Großes Unverständnis über den Beibehalt der Referenzfunktion mit einzigen Strukturparameter der Lastdichte	Eine Beibehaltung der Lastdichte als einziger Strukturparameter für die Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden trifft bei Netze BW, vor dem Hintergrund der deutlich gewordenen statistischen und konzeptionellen Schwächen der Referenzfunktion in den vergangenen Jahren, auf großes Unverständnis. Eine tiefere Überprüfung, wie von der Beschlusskammer offengelassen, sollte neben der Geeignetheit des Strukturparameters auch die grundsätzliche funktionale Form der Referenzfunktion tiefergehend analysieren.																																																																					
13	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.3	Statistische und konzeptionelle Schwächen der Referenzfunktion	<i>Tabelle 1 - Statistische Ergebnisse der Referenzfunktion der Jahre 2022 bis 2026</i> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">Abhängige Variable: Lastdichte</th></tr> <tr> <th></th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr> <tr> <th></th><th>(1)</th><th>(2)</th><th>(3)</th><th>(4)</th><th>(5)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">a</td><td>4,25***</td><td>2,09</td><td>1,8</td><td>-0,18</td><td>-0,536</td></tr> <tr> <td>(0,85)</td><td>(1,85)</td><td>(2,45)</td><td>(4,81)</td><td>(5,68)</td></tr> <tr> <td rowspan="2">b</td><td>297,04*</td><td>90,71*</td><td>76,08*</td><td>55,54*</td><td>48,98*</td></tr> <tr> <td>(144,33)</td><td>(40,65)</td><td>(37,47)</td><td>(23,41)</td><td>(19,72)</td></tr> <tr> <td rowspan="2">c</td><td>0,81***</td><td>0,5***</td><td>0,45**</td><td>0,33,</td><td>0,31</td></tr> <tr> <td>(0,14)</td><td>(0,14)</td><td>(0,17)</td><td>(0,18)</td><td>(0,19)</td></tr> <tr> <td>Beobachtungen</td><td>202</td><td>203</td><td>195</td><td>197</td><td>kA</td></tr> <tr> <td>R²</td><td>0,51</td><td>0,46</td><td>0,40</td><td>0,36</td><td>0,34</td></tr> <tr> <td>AIC</td><td>1354,13</td><td>1348,78</td><td>1317,43</td><td>1359,8</td><td>kA</td></tr> </tbody> </table> Signifikanz Codes: 0 **** 0.001 *** 0.01 ** 0.05 * 0.1 * * Anmerkung: Ergebnisse der Jahre 2022 bis 2024 aus eigener Berechnung, um Signifikanz, Fehlerterme und das Gütemaß, AIC angeben zu können. Für das Jahr 2025 wurden die Ergebnisse dem Berichtsentwurf zur Bestimmung des Qualitätselementes 2025 mit Stand 10.10. 2024 entnommen, für 2026 die Ergebnisse des Beschlussentwurfs vom 17.11.2025.	Abhängige Variable: Lastdichte							2022	2023	2024	2025	2026		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	a	4,25***	2,09	1,8	-0,18	-0,536	(0,85)	(1,85)	(2,45)	(4,81)	(5,68)	b	297,04*	90,71*	76,08*	55,54*	48,98*	(144,33)	(40,65)	(37,47)	(23,41)	(19,72)	c	0,81***	0,5***	0,45**	0,33,	0,31	(0,14)	(0,14)	(0,17)	(0,18)	(0,19)	Beobachtungen	202	203	195	197	kA	R ²	0,51	0,46	0,40	0,36	0,34	AIC	1354,13	1348,78	1317,43	1359,8	kA
Abhängige Variable: Lastdichte																																																																										
	2022	2023	2024	2025	2026																																																																					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)																																																																					
a	4,25***	2,09	1,8	-0,18	-0,536																																																																					
	(0,85)	(1,85)	(2,45)	(4,81)	(5,68)																																																																					
b	297,04*	90,71*	76,08*	55,54*	48,98*																																																																					
	(144,33)	(40,65)	(37,47)	(23,41)	(19,72)																																																																					
c	0,81***	0,5***	0,45**	0,33,	0,31																																																																					
	(0,14)	(0,14)	(0,17)	(0,18)	(0,19)																																																																					
Beobachtungen	202	203	195	197	kA																																																																					
R ²	0,51	0,46	0,40	0,36	0,34																																																																					
AIC	1354,13	1348,78	1317,43	1359,8	kA																																																																					
14	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.3	Statistische und konzeptionelle Schwächen der Referenzfunktion	Mit den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Daten zu den Q-Elementen der Jahre 2022, 2023, 2024 und 2025 ist die exakte Nachbildung der Referenzfunktion $ASIDI=a+ b/([Lastdichte])^c$ und eine Analyse ihrer statistischen Güteeigenschaften möglich. Zudem wurden den Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Anhörung des Q-Elements für das Jahr 2026 im Berichtsentwurf bereits die statistischen Ergebnisse der neuen Referenzfunktion mitgeteilt. Nachfolgende Tabelle stellt die statistischen Ergebnisse der Referenzfunktion im Zeitablauf dar. Dabei zeigen sich die zunehmenden Schwächen des Modells deutlich. Folgende statistische Befunde und Entwicklungen erachten wir hierbei als problematisch: - Die geschätzten Werte für die Koeffizienten a, b und c der Referenzfunktion ändern sich im Verlauf der Jahre 2022 bis 2026 deutlich. Die statistische Signifikanz der geschätzten Koeffizienten und das Bestimmtheitsmaß R² nehmen im Zeitverlauf stark ab. Koeffizienten a und c sind seit 2025 nicht mehr signifikant. Dies sind bereits klare statistische Indizien dafür, dass die Referenzfunktion basierend auf der Variable Lastdichte kein zufriedenstellendes Modell für die Erklärung der ASIDI-Werte unter den Netzbetreibern darstellt. Damit ist auch die Kongruenz zwischen den empirischen Ergebnissen und den Modellüberlegungen, die von der Bundesnetzagentur in Rz. 246 aufgeführt wird, zu hinterfragen. - Entsprechend weist das Modell unerwünschte Eigenschaften auf, die keiner inhaltlich sinnvollen Interpretation zugänglich sind. Die problematische Eigenschaft besteht darin, dass der Koeffizient a im Jahr 2025 auf einen negativen Wert absinkt und im Jahr 2026 noch einmal weiter absinkt. Dieser Koeffizient gibt ein Grundniveau an Ausfallminuten an, das selbst für Netzbetreiber mit extrem hoher Lastdichte im Durchschnitt zu erwarten ist. Dies ist nicht plausibel interpretierbar, da ein negativer Koeffizient bei hohen Lastdichten zu einem negativen Referenzwert führen würde. Zwar liegen die entsprechenden Lastdichten zugegebenermaßen oberhalb der in der Realität beobachteten Werte, dennoch zeigt dieser Befund, dass die Modellergebnisse in diesem Bereich nicht mehr mit den zugrunde gelegten Modellannahmen in Einklang stehen. Ein negativer Wert ist hier schlicht unsinnig und zeigt, dass das verwendete Modell von begrenzter Validität ist. Dieses Modellverhalten ist eine Folge der Instabilität der Koeffizienten bei wiederholter Schätzung des Modells.																																																																					
	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.3	Statistische und konzeptionelle Schwächen der Referenzfunktion	Die Unzulänglichkeit des Modells lässt sich auch direkt in Bezug auf die Daten, die es erklären soll, darstellen: Der Zweck des Modells ist es Unterschiede in der Versorgungsqualität zu bereinigen, die auf exogene strukturelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern zurückgehen. Im Bereich der niedrigen Lastdichte ist die Streuung der ASIDI-Werte jedoch enorm hoch. Die Lastdichte für sich genommen ist also nicht in der Lage die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern in Hinblick auf die Versorgungsqualität ausreichend gut zu erklären. Dies legt nahe, dass es weitere Strukturvariablen gibt, die die Unterschiede in den ASIDI-Werten zwischen den Netzbetreibern erklären. Der Unterschied in der Streuung der ASIDI-Werte in den Bereichen von kleinen und großen Lastdichten legt im Besonderen nahe, dass es für Netzbetreiber mit geringer Lastdichte weitere relevante Strukturvariablen gibt, die die Unterschiede in der Versorgungsqualität zwischen den Netzbetreibern erklären. Andernfalls müsste es für Netzbetreiber mit geringer Lastdichte deutlich mehr und/oder deutlich größere rein zufällige Einflüsse auf die Versorgungsqualität geben. Dies erscheint unplausibel. Insgesamt sind die aus dem Regressionsmodell resultierenden individuellen Referenzwerte aufgrund der statistischen Befunde als nicht zuverlässig und wenig robust einzustufen. Dementsprechend führt es zu Irritation, weshalb die Bundesnetzagentur in ihrer Begründung zu dem Ergebnis gelangt, dass die Lastdichte wiederholt belegt sei und dies auch „die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten“ zeigen (Rz. 228). Es mag zwar stimmen, dass die Gutachter (2010, 2023) und auch das OLG-Düsseldorf (2016) die Lastdichte als vorzugswürdig, empirisch belegt und rechtmäßig erachten und dem ist auch für viele Jahre seit Einführung der Qualitätsregulierung zuzustimmen, spätestens jedoch seit den Modellergebnissen der Jahre 2025 und 2026 ist die Zuverlässigkeit und Robustheit des Modells mit wiederum abnehmenden Erklärungsgehalt und negativen Koeffizient a erneut zu hinterfragen. Vor diesem Hintergrund ist eine tiefere und ausführliche Analyse des Modells zur Ermittlung der Referenzwerte in der Mittelspannung noch vor Beginn der 5. Regulierungsperiode notwendig. In der Rz. 225 benennt die Bundesnetzagentur mögliche Strukturparameter, die gebietsstrukturelle Unterschiede abbilden können. Neben diesen Strukturparametern befürwortet Netze BW eine Verwendung von weiteren Strukturparametern aus der Datenabfrage des Effizienzvergleichs. Dies bringt zwei Vorteile für die Analyse und den späteren Erhebungsaufwand mit sich: Zum einen ist eine große Bandbreite an potenziellen Strukturparametern vorhanden, insbesondere auch Parameter zur Topologie eines Netzgebietes, zum anderen wäre die Definition und die Erhebung der Strukturparameter bereits etabliert.																																																																					
15	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Vorschlag zu Tz. 5.3.6	Referenzfunktion mit Netzgebietshöhe ergänzen	In dieser Tenorziffer wird der funktionale Zusammenhang dargestellt. Netze BW hat eine Überprüfung von alternativen Strukturparameter durchgeführt. Die Ergebnisse legen sowohl aus konzeptionellen Überlegungen sowie den statistischen Ergebnissen die Mitberücksichtigung der Netzgebietshöhe nahe. Demnach wäre die folgende Referenzfunktion in Betracht zu ziehen: $ASIDI=a+ b/([Lastdichte])^c +d*Höhe$																																																																					

16	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.6	Referenzfunktion mit Netzgebietshöhe ergänzen	Tabelle 2 - Statistische Ergebnisse der erweiterten Referenzfunktionen der Jahre 2022, 2023 und 2024 <table><thead><tr><th></th><th colspan="3">Abhängige Variablen: Lastdichte, maximale Höhe</th></tr><tr><th></th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th></tr><tr><th></th><th>[1]</th><th>[2]</th><th>[3]</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="2">a</td><td>4,44***</td><td>3,76***</td><td>3,85***</td></tr><tr><td>[0,51]</td><td>[0,67]</td><td>[0,83]</td></tr><tr><td rowspan="2">b</td><td>1299,13</td><td>299,34</td><td>232,54</td></tr><tr><td>[877,13]</td><td>[208,03]</td><td>[186,88]</td></tr><tr><td rowspan="2">c</td><td>1,26***</td><td>0,91***</td><td>0,86***</td></tr><tr><td>[0,19]</td><td>[0,20]</td><td>[0,23]</td></tr><tr><td rowspan="2">d</td><td>0,0026***</td><td>0,0026***</td><td>0,0025***</td></tr><tr><td>[0,0005]</td><td>[0,0005]</td><td>[0,0006]</td></tr><tr><td>Beobachtungen</td><td>199</td><td>200</td><td>185</td></tr><tr><td>R²</td><td>0,55</td><td>0,51</td><td>0,45</td></tr><tr><td>AIC</td><td>1316,63</td><td>1309,36</td><td>1238,03</td></tr><tr><td colspan="4">Signifikanz Codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1</td></tr><tr><td colspan="4">Anmerkung: Ergebnisse aus eigener Berechnung.</td></tr></tbody></table>		Abhängige Variablen: Lastdichte, maximale Höhe				2022	2023	2024		[1]	[2]	[3]	a	4,44***	3,76***	3,85***	[0,51]	[0,67]	[0,83]	b	1299,13	299,34	232,54	[877,13]	[208,03]	[186,88]	c	1,26***	0,91***	0,86***	[0,19]	[0,20]	[0,23]	d	0,0026***	0,0026***	0,0025***	[0,0005]	[0,0005]	[0,0006]	Beobachtungen	199	200	185	R ²	0,55	0,51	0,45	AIC	1316,63	1309,36	1238,03	Signifikanz Codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				Anmerkung: Ergebnisse aus eigener Berechnung.			
	Abhängige Variablen: Lastdichte, maximale Höhe																																																																
	2022	2023	2024																																																														
	[1]	[2]	[3]																																																														
a	4,44***	3,76***	3,85***																																																														
	[0,51]	[0,67]	[0,83]																																																														
b	1299,13	299,34	232,54																																																														
	[877,13]	[208,03]	[186,88]																																																														
c	1,26***	0,91***	0,86***																																																														
	[0,19]	[0,20]	[0,23]																																																														
d	0,0026***	0,0026***	0,0025***																																																														
	[0,0005]	[0,0005]	[0,0006]																																																														
Beobachtungen	199	200	185																																																														
R ²	0,55	0,51	0,45																																																														
AIC	1316,63	1309,36	1238,03																																																														
Signifikanz Codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1																																																																	
Anmerkung: Ergebnisse aus eigener Berechnung.																																																																	
17	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.6	Referenzfunktion mit Netzgebietshöhe ergänzen	Mit den gebietsstrukturellen Daten des Effizienzvergleichs Strom ist eine Verknüpfung dieser Merkmale mit den Daten des Q-Elements durchführbar. Damit ist es möglich, die Referenzfunktion mit gebietsstrukturellen Merkmalen zu erweitern und einer statistischen Analyse zu unterziehen. Diese Analysen haben wir seitens Netze BW durchgeführt und eindeutige Ergebnisse erhalten, die in Tabelle 3 für die Jahre 2022, 2023 und 2024 enthalten sind. Ergebnisse verlangen die Berücksichtigung der Netzgebietshöhe Unseren Ergebnissen nach führt vor allem eine Berücksichtigung der maximalen Höhe eines Netzgebietes zu besseren statistischen Ergebnissen. Mit der Netzgebietshöhe wird innerhalb der Referenzfunktion zusätzlich ein wichtiger exogener Bestimmungsfaktor der Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt. Die Berücksichtigung der Netzgebietshöhe führt zu einem deutlich überlegenen Erklärungsgehalt der Variation der ASIDI-Werte, in besonderem Ausmaß für Netzbetreiber mit geringer Lastdichte. Die Streuung der Werte um die Referenzfunktion wird also besonders dort reduziert, wo diese zuvor besonders groß war. Es liegt nahe, dass das exogene Strukturmerkmal der Höhenlage eines Netzgebietes insbesondere aufgrund von stark unterschiedlichen Witterungseinflüssen und schwierigeren Anfahrtswegen zum Störungsort die Häufigkeit und die Dauer von Versorgungsunterbrechungen beeinflusst. Es ist auch plausibel, dass diese Berücksichtigung einen besonders hohen Erklärungsgehalt im Bereich geringer Lastdichte hat, da besonders hoch gelegene Netzgebiete häufig eine geringe Lastdichte aufweisen dürften. Zudem sind durch die Berücksichtigung der Höhe die Koeffizienten über die Zeit deutlich stabiler, von höherer statistischer Signifikanz und der Koeffizient a ist in allen Schätzungen klar positiv. Auch steigt das Bestimmtheitsmaß R² an, das von der Bundesnetzagentur zur Beurteilung der Modellgüte herangezogen wird. Da die Interpretation von R² allerdings an Zusammenhänge der linearen Regression geknüpft ist, sind grundsätzlich andere Maße wie das Akaike Informationskriterium (AIC) zur Beurteilung der Modellgüte einer nicht-linearen Regression geeigneter. Das AIC zeigt eine noch deutlich stärkere Verbesserung der Modellgüte bei Einbezug des Parameters maximale Höhe als das Bestimmtheitsmaß. Der Aspekt alternativer Maße bei nicht-linearen Zusammenhänge wird auch im E-Bridge Gutachten nahegelegt und ist insbesondere im Vergleich von Modellvarianten mit gleicher Datenbasis essenziell. Daher kann den Ausführungen der Bundesnetzagentur in Rz. 254 nicht vollständig gefolgt werden.																																																												
	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 5.3.7	Referenzfunktion mit Netzgebietshöhe ergänzen	Aufgeführte Kriterien für Strukturparameter sind erfüllt Im Hinblick auf potenzielle Parameter, die grundsätzlich als mögliche Parameter in der Referenzfunktion herangezogen werden können, um gebietsstrukturelle Unterschiede der Netzbetreiber zu berücksichtigen, verweist die Bundesnetzagentur in Rz. 226 auf fünf zu erfüllende Kriterien. Die genannten Kriterien sind Vollständigkeit, Messbarkeit, Verfügbarkeit und Exogenität. Zusätzlich ist die Redundanz zu beachten. Hinsichtlich unseres Vorschlags zur Berücksichtigung der Netzgebietshöhe sind nach unserer Auffassung diese Kriterien erfüllt: •Die Vollständigkeit ist gegeben, da die Herleitung auf Basis objektiver topografischer Geodaten geschieht und somit die damit einhergehenden Unterschiede der Netzbetreiber beschrieben werden und nachvollziehbar sind. Diese Parameter erfassen flächendeckend die topografischen Rahmenbedingungen, denen das Netzgebiet unterliegt, und bildet diese in aggregierter Form ab. •Die Messbarkeit ist gewährleistet, da die Ermittlung der Netzgebietshöhe auf standardisierten, reproduzierbaren Verfahren unter Nutzung digitaler Höhenmodelle beruht. Die Berechnung ist methodisch transparent beschrieben und somit auch nachvollziehbar. •Die Verfügbarkeit ist ebenfalls gewährleistet, da eine Erhebung im Rahmen des Effizienzvergleichs vollzogen wird. Eine jährliche Erhebung für die Qualitätsregulierung müsste aufgrund von möglichen Netzgebietsveränderungen in Erwägung gezogen werden. Es ist aber davon auszugehen, dass die damit verbundenen Effekte auf die aggregierte Netzgebietshöhe gering ausfallen. •Die Exogenität der Netzgebietshöhe ist ebenso gegeben, da die Netzgebietshöhe ausschließlich durch natürliche topografische Gegebenheiten bestimmt wird und weder durch betriebliche Entscheidungen noch durch unternehmerisches Verhalten des Netzbetreibers beeinflusst werden kann. Damit sind die durch äußere Einflussfaktoren bedingten Niveauunterschiede der Netzzuverlässigkeit abgebildet. Im Hinblick auf die Redundanz legen insbesondere unsere statistischen Ergebnisse nahe, dass kein ausreichender Zusammenhang zur Lastdichte besteht (Variance inflation factor von ca. 1,3 für das Jahr 2025). Demnach liefert der zusätzliche Parameter innerhalb der Referenzfunktion einen zusätzlichen Informationsgehalt, obwohl eine Korrelation zwischen der Netzgebietshöhe und der Lastdichte vorliegt. Die von der Behörde in Rz. 237 angesprochene Scheinsignifikanz ist daher im Hinblick auf die zusätzliche Berücksichtigung der Netzgebietshöhe somit nicht gegeben. Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Kostenunterschiede bei der Qualitätsverbesserung, die auf gebietsstrukturelle Eigenschaften wie die Höhe zurückgehen, bei der Festlegung der Referenzwerte unbedingt zu berücksichtigen sind. Eine Methodenkorrektur ist vor dem Hintergrund der zunehmenden Modellschwächen nach unserer Auffassung notwendig.																																																												
18	Referenzwerte der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.3)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 5.3.7	Überprüfung auch in der Niederspannung	Die Bundesnetzagentur sieht für die Niederspannung die Beibehaltung eines Durchschnittsreferenzwertes vor. Netze BW ist jedoch der Auffassung, dass im Rahmen der angedachten Überprüfung über die Geeignetheit des Strukturparameter Lastdichte, auch eine Überprüfung von gebietsstrukturellen Unterschieden in der Niederspannung angebracht ist, um die Ermittlung von sachgerechten Referenzwerten zu gewährleisten.																																																												
19	Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 6	Erneuerbare Energien	Falls der Zusatz „vorwiegend aus erneuerbaren Energien“ die Notwendigkeit einer Bevorzugung erneuerbarer Energien durch den Netzbetreiber zum Ausdruck bringen soll, weisen wir darauf hin, dass wir weiterhin an §17 EnWG gebunden sind. Hiernach ist es Aufgabe eines Netzbetreibers, alle Anlagen und Verbrauchseinrichtungen, die ein Recht auf Netzanschluss haben, diskriminierungsfrei anzuschließen. Einen Vorrang gibt es für EEG- und KWKG-Anlagen, jedoch keine vorgeschriebene Reihenfolge basierend auf der Technologie. Auf Bezugs- und Speicherseite gibt es keine gesetzliche Priorisierung.																																																												

20	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 6	Bedeutung Energiewendekompetenz	Aus Sicht der Netze BW ist ein Netzbetreiber dann energiewendekompetent, wenn er seine Aufgaben gemäß EnWG – ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten sowie bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen – auch unter den Bedingungen der Energiewende (stärkerer Zubau erneuerbarer Energien, zunehmende Lasten etc.) schnell und kosteneffizient wahrnehmen kann. Aus Sicht der Netze BW liegt die Verantwortung beim Netzbetreiber, sicherzustellen, dass er sowohl in seinen Prozessen als auch hinsichtlich der Netzkapazität so aufgestellt ist, dass er bei der Ausführung seiner Versorgungsaufgabe die Herausforderungen der Energiewende bewältigen kann. Dies zeigt sich (zeitverzögert) daran, dass er Netzanschlüsse jedweder Art zügig realisieren kann. Eine Bevorzugung einzelner Technologien oder Anschlussarten mag zwar aus Sicht der Transformation wünschenswert sein, Netzbetreiber dürfen aber bis auf die gesetzlich geregelten Fälle keine Priorisierung von Energiewendetechnologien vornehmen. Diese Voraussetzung ist bei der Abbildung der Energiewendekompetenz mittels Indikatoren zu beachten.
21	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Vorschlag zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Wir schlagen vor, die Tenorziffer 6.2.1 wie folgt zu fassen: 1Die Energiewendekompetenz wird im Bereich der Netzanschlüsse durch die Kennzahlen „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. 2Die Möglichkeit der Bildung und Berücksichtigung von Kennzahlen aus weiteren Bereichen, die die Energiewendekompetenz abbilden, bleibt unberührt. 3Bei einem Vergleich der Kennzahlen zwischen den Netzbetreibern wird jährlich eine Überprüfung des Zusammenhangs mit gebietsstrukturellen Unterschieden durchgeführt. Entsprechend müssten dann 6.2.2 und 6.2.3 entfallen.
22	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Begründung der Netze BW zum Änderungsvorschlag zu Tenorziffer 6.2.1: Zunächst möchten wir analog zu unseren vorangegangenen Stellungnahmen darauf hinweisen, dass aus Sicht der Netze BW alle Anschlussarten berücksichtigt werden sollten, um Fehlanreize (Bevorzugung von Energiewendetechnologien) zu verhindern (siehe Anmerkungen zu Tenorziffer 6). Dies vorangestellt möchten wir darlegen, weshalb die Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ entfallen sollten. Zunächst wäre es sinnvoll, diese direkt mit „Umsetzungsquote“ zu benennen, da „Zusätzliche erneuerbare Energie“ und „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ eine absolute Größe suggerieren, während die dann tatsächlich verwendete Umsetzungsquote eine relative Größe darstellt: das Verhältnis der vollständig neu realisierten Netzanschlüsse von erneuerbaren Erzeugungsanlagen pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehren von erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb des jeweiligen Jahres, differenziert nach den jeweils betriebenen Spannungsebenen (bzw.. Analog bei Verbrauchseinrichtungen). Es soll hiermit dargestellt werden, wie viele Anfragen umgesetzt wurden, im Vergleich zu den gestellten Anfragen. Gemäß der aktuell laufenden Konsultation zur Datenerhebung zur Energiewendekompetenz für das Datenjahr 2025 sollen bei den umgesetzten Anfragen und den Dauern Stornierungen von Kundenseite herausgerechnet werden. Bezüglich der Anzahl qualifizierten Netzanschlussbegehren lässt die Definition jedoch offen, ob von Kundenseite stornierte Anschlussbegehren mitzuzählen sind oder nicht. Gegeben der Tatsache, dass die Kennzahl Umsetzungsquote gebildet wird als „Anzahl abgeschlossene vollständige und qualifizierte Anschlussbegehren/ Anzahl vollständige und qualifizierte Anschlussbegehren“, sollten die Stornierungen auch bei der Anzahl der qualifizierten Netzanschlussbegehren herausgenommen werden, da diese logischerweise auch niemals im Zähler auftauchen können. Viele Stornierungen würden die Quote ungerechtfertigterweise verschlechtern. Man denke hier als Extrembeispiel an die vielen parallel gestellten Speicheranfragen. Die Entgegnung der Bundesnetzagentur, der Netzbetreiber könne Stornierungen teilweise durch gezielte Informationsbereitstellung vorab verhindern, trägt nur in geringem Maße. Das Kriterium der Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber ist daher durch diese Kennzahl nicht erfüllt. Würden die Stornierungen im Nenner der Quote richtigerweise entfallen, so würde diese lediglich abbilden, dass es einen zeitlichen Versatz gibt: Nicht alle Anträge eines Jahres werden auch genau in diesem Jahr fertiggestellt. Die Umsetzungsquote würde damit nur noch eine redundante Kennzahl zu den Dauer-Kennzahlen darstellen und könnte somit entfallen. Der vorgeschlagene 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, u. a. vor dem Hintergrund der zu Beginn noch neuen und unsicheren Datenbasis.
23	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.1 Die Bundesnetzagentur nennt als Ziel die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und solcher Verbrauchseinrichtungen, die fossile Energieträger durch den Energieträger Strom ersetzen und dadurch einen Beitrag zur Energiewende und den Klimaschutzziele des § 1 EnWG leisten. Zu diesem Zweck sollen die Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz klar am Output orientiert werden. Um geeignete Bereiche für die Bestimmung der Energiewendekompetenz zu identifizieren, bedürfte es der Einordnung anhand der Kriterien Wirksamkeit/Vollständigkeit im Hinblick auf die Relevanz für die Energiewende, Nichtredundanz, Beeinflussbarkeit, Entwicklungsfähigkeit, Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit, statistische Belastbarkeit und keine Fehlanreize. Aus den Indikatoren, die anhand dieser Kriterien bestimmt werden, sollten in einem weiteren Schritt konkrete Kennzahlen entwickelt werden. Die dann abzuleitenden Kennzahlenwerte machen den individuellen Output der Netzbetreiber messbar und vergleichbar. Die Bewertung der Geeignetheit möglicher Kennzahlen folge dabei denselben Kriterien, wie für die Bewertung der Indikatoren. Die Bundesnetzagentur führt weiter aus, dass der zu betrachtende Indikator zunächst der Netzanschluss sei. Stelle ein Netzbetreiber Netzanschlüsse besonders schnell oder in einer großen Anzahl her, könne das als Indiz für eine besonders gute und schnelle Umstellung und damit Anpassung an die Herausforderungen der Energiewende gewertet werden. Der Netzanschluss als Indikator erfülle alle aufgelisteten Kriterien. Dies gelte ebenso für die daraus abgeleiteten Kennzahlen. Insbesondere die Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber wird betont, u. a. durch Ausführungen zu verschiedenen Überprüfungen der Gutachter bezüglich exogener Einflüsse bestimmter Netzeigenschaften, die die Bundesnetzagentur zum Schluss bewegten, es sei eine ausreichende Beeinflussbarkeit gegeben.
	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Dem Thema gebietsstrukturelle Eigenschaften widmet die Begründung auch einen eigenen Absatz (Rz. 313 bis Rz. 320). Zur Überprüfung der Geeignetheit der Kennzahlen, müsse ermittelt werden, ob diese nicht auch die gebietsstrukturellen Unterschiede zu berücksichtigen haben. Die grundsätzliche Notwendigkeit der Überprüfung der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ergebe sich bereits aus der Ermächtigungsgrundlage in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG. Zunächst sei die absolute Betroffenheit von Anschlussanfragen überprüft worden, und nur bei Netzbetreibern mit einer Mindestanzahl an Anfragen könne vom Kennzahlenwert auf die Energiewendekompetenz geschlossen werden. Im Anschluss sei die relative Betroffenheit überprüft worden, die „die individuellen Herausforderungen eines Netzbetreibers bei der Bewältigung der Netzanschlussbegehren innerhalb eines Kalenderjahres“ messe, bspw. durch gebietsstrukturelle Unterschiede (z. B. städtische versus ländliche Netzstrukturen) bedingt. Zur Einschätzung der relativen Betroffenheit könnten daher beispielsweise die Strukturparameter der Netzfläche oder die Anzahl der Letztverbraucher in der betrachteten Spannungsebene verwendet werden. Im Gutachten seien zudem zahlreiche weitere potenziell geeignete Strukturparameter untersucht und abgelehnt (vgl. Gutachten, Seite 33) worden. Eine relative Betroffenheit sei durch die Beschlusskammer im Ergebnis abgelehnt worden.
	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Rz. 296 nennt ein Beispiel: „Zwar stellt die Größe eines Netzbetreibers, beispielsweise bezüglich der versorgten bzw. geografischen Fläche oder der Anzahl angeschlossener Letztverbraucher, einen exogenen Faktor dar, der einen unmittelbaren Einfluss auf die Anzahl von Anschlussbegehren hat, aber dieser Zusammenhang steht dem Effekt gegenüber, dass größere Netzbetreiber auch entsprechend größere Ressourcen zur Verfügung haben sollten (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Kapitel 2.6.1, Seite 26ff.).“ Im Einzelnen seien in dieser Überprüfung zur Bestimmung der relativen Betroffenheit im ersten Schritt die beiden relevanten Variablen (Strukturparameter und Anzahl der Netzanschlussbegehren) in einem Streudiagramm einander gegenübergestellt worden, im zweiten Schritt werde geprüft, ob ein strukturelles Unterscheidungsmerkmal – und damit die daraus abgeleitete relative Betroffenheit – sinnvoll in das Kennzahlensystem aufgenommen werden sollte. Die Analyse stütze sich dabei auf gängige Korrelations- und Regressionsmaße. Lasse sich auf Basis dieser Kenngrößen ein plausibler Zusammenhang beziehungsweise ein signifikanter Erklärungsbeitrag identifizieren, könne das strukturelle Unterscheidungsmerkmal in funktionaler Form in das Kennzahlensystem integriert werden. Die Aufnahme des gebietsstrukturellen Unterscheidungsmerkmals wäre dann aufgrund der verpflichtenden Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG notwendig. Ausgangspunkt sei dabei ein (linearer) Zusammenhang, dessen Ergebnis anhand der oben genannten Korrelations- und Regressionsmaße bewertet wird. Dieser Zusammenhang werde durch die folgende Gleichung dargestellt: $y=f(x)=a \cdot x+b$ mit: - y abhängige Variable (Anzahl an Netzanschlussbegehren oder Kennzahlenwert) - x unabhängige Variable (Strukturparameter) - a berechnete zu ermittelnde Konstanten

24	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Einschätzung der Netze BW zur Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.1 Aus Sicht der Netze BW ist ein Abarbeiten der Kriterien am Indikator „Netzanschluss“ nicht sinnvoll, da dieser äußerst allgemein zu verstehen ist. Sinnvoller ist der direkte Bezug auf die Kennzahlen. Wie bereits weiter oben ausgeführt halten wir die Umsetzungsquote in der derzeitigen Definition als in großen Teilen nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar, da Stornierungen von Kundenseite einen starken Einfluss auf die Kennzahl haben. Das Kriterium „Beeinflussbarkeit“ ist damit nicht erfüllt. Korrigiert man um Stornierungen in Zähler und Nenner, um „Beeinflussbarkeit“ herzustellen, beinhaltet die Kennzahl nur noch Abweichungen aufgrund zeitlicher Verschiebungen und wird dann redundant zur Dauer-Kennzahl, so dass das Nichtredundanz-Kriterium nicht erfüllt ist. Das Kriterium „Keine Fehlanreize“ sehen wir als ebenfalls nicht erfüllt an, da eine Beanreizung bestimmter Anschlusstypen bei den Netzbetreibern zu einer Benachteiligung (z.B. durch langsamere Bearbeitung der Anfragen) anderer Kunden führen kann, wie z. B. normale Verbraucher oder Industriekunden ohne Energiewendebezug. Die Einhaltung der Kriterien Vergleichbarkeit, Messbarkeit und statistische Belastbarkeit muss anhand der konkreten Daten überprüft werden und kann nicht pauschal beantwortet werden. Insbesondere Spielräume bei den Datendefinitionen, aber auch die unterschiedlichen technischen Systeme bei den Netzbetreibern können zu sehr unterschiedlichen Auslegungen der Erhebungsvorschriften führen. Relative Betroffenheit/gebietsstrukturelle Eigenschaften
	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Die Netze BW hat erhebliche Zweifel an der Sachgerechtigkeit der Ausführungen in Festlegungsentwurf und Gutachten zum Thema gebietsstrukturelle Eigenschaften und der daraus folgenden pauschalen Ablehnung einer Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. Zunächst bleibt unklar, welche wie gemessenen Kennzahlen mit welchen und wie gemessenen gebietsstrukturellen Eigenschaften in Bezug gesetzt werden müssen. Aus Sicht der Netze BW ist es eindeutig, dass die vier zu betrachtenden Kennzahlen - Umsetzungsquoten und Dauern – die Ausgangsgröße darstellen, bei der ein Zusammenhang mit gebietsstrukturellen Daten geprüft werden soll. In den Ausführungen der Bundesnetzagentur wird indes auf die Anzahl der Netzzanschlussbegehren (Rz. 318) abgestellt. Lediglich in der Formel in Rz. 319 wird auf „Anzahl an Netzzanschlussbegehren oder Kennzahlenwert“ abgestellt. Somit scheint die maßgebliche Kennzahl, die untersucht werden soll, die Anzahl der Netzzanschlussbegehren zu sein. Diese ist nicht nur etwas anderes als die vier Kennzahlen, um die es geht, es handelt sich zudem um unterschiedliche Arten von Größen. Während die Anzahl der Netzzanschlussbegehren eine absolute Größe darstellt, sind die vier Kennzahlen relative/dimensionslose Größen. Hinweis: Die Gutachter betrachten auch die Kennzahlen, die Begründung der Bundesnetzagentur zur Tenorziffer 6.2.1 ist hier jedoch nicht konsistent, da sie auf die Anzahl Netzzanschlussbegehren als die mit Strukturparametern zu korrelierende Größe abstellt. Es entsteht der Eindruck, dass die Begründung hier nicht zu den quantitativen Analysen der Gutachter und der Bundesnetzagentur selbst in der Begründung zu Tenorziffer 6.2.2 bis 6.2.4 passt, die als zu betrachtende Größe die Kennzahlen heranziehen.
	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.1	Kennzahlen der Energiewendekompetenz	Eine relative Kennzahl wie die Umsetzungsquote oder die Dauer bis zum Netzzanschluss kann sowohl von absoluten als auch von relativen Netzeigenschaften beeinflusst sein. Eine absolute Eigenschaft wäre z.B. die absolute Anzahl der Letztverbraucher, die installierte Leistung, die Fläche etc. Eine relative Eigenschaft wäre z.B. die Lastdichte, das Verhältnis der Netzlänge in der Stadt/Netzlänge gesamt, die installierte EE-Leistung im Vergleich zur Gesamtleistung, der Anteil schwerer Bodenklassen im Netzgebiet, der Anteil Naturschutzgebiete, das Verhältnis Anschlussanfragen zu bestehenden Anschlüssen oder anderen Größen der Netzdimensionierung (wie stark ist der VNB relativ von dem Ansturm betroffen?), usw. Um gebietsstrukturelle Einflüsse ausschließen zu können, müssen die vier Kennzahlen hinsichtlich ihrer Korrelationen mit absoluten und relativen gebietsstrukturellen Größen untersucht werden (Dichteparameter). Die Gutachter haben sich bis auf die Lastdichte und den Anteil Windanfragen an allen Anfragen auf Korrelationen mit absoluten Größen beschränkt und eine Vielzahl von Parametern bislang nicht betrachtet. So liegen im EHB des Effizienzvergleichs noch viele zur Prüfung notwendige Strukturparameter vor, die herangezogen werden könnten. Eine Ablehnung von exogenen Einflussgrößen auf die Kennzahlen ist aus Sicht der Netze BW anhand der durchgeführten Analysen nicht zu rechtfertigen. Das Gutachten sollte auch nicht dazu verwendet werden, auf eine Abfrage und Prüfung gebietsstruktureller Daten in Zukunft verzichten zu können.
25	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Vorschlag zu Tz. 6.2.2	Entfall	Diese Tenorziffer sollte entfallen, da wir die Streichung der Umsetzungsquote für sachgerecht erachten.
26	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.3	Entfall	Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.2: Die Bundesnetzagentur beschreibt hier zunächst detailliert das Vorgehen bei der Ermittlung der Kennzahl, bei dem auf die Anzahl der Anschlussbegehren sowie die Anzahl der Netzzanschlüsse abgestellt werde und gerade nicht auf die Leistung der zusätzlichen erneuerbaren Energie. Die Berücksichtigung der Anzahlen erfolge, da diese vom Netzbetreiber beeinflussbar seien. Die Energiemengen dagegen würden vom Anschlussnehmer vorgegeben. Der erwartbare Bereich der Kennzahl bewege sich 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 auch noch plausibel. Die Bundesnetzagentur zeigt dann im Wesentlichen die bereits vom Gutachter durchgeführten Auswertungen der Kennzahl anhand der aktualisierten Datenbasis vom 1.10.25 auf, sowie die Analysen zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. Im Ergebnis lasse sich festhalten, dass die Umsetzungsquote erneuerbarer Energien eine geeignete Kennzahl sei und gebietsstrukturelle Merkmale keine Berücksichtigung finden müssten. Dabei wird auf die <u>Anmerkungen zu Tenorziffer 6.2.1 verwiesen</u>.
27	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.4	Entfall	Einschätzung der Netze BW zur Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.2 Aus Sicht der Netze BW ist weiterhin unklar, was genau mit der Umsetzungsquote gemessen werden soll. Dies wird auch aus der Begründung der Bundesnetzagentur nicht deutlich. Der erwartbare Bereich der Kennzahl bewege sich 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 auch noch plausibel. Es stellt sich die Frage welche Aspekte, neben zeitlichen Verschiebungen, noch zu Umsetzungsquoten kleiner 1 führen können. Dies müssen dann nicht durchgeführte Anfragen sein. Da von Netzbetreiberseite nicht abgelehnt werden darf (außer in wenigen Ausnahmen), können die Abweichungen nur durch Stornierungen auf Kundenseite entstehen, die größtenteils nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. Aus diesem Grund ist die Aussagekraft der Kennzahl Umsetzungsquote äußerst begrenzt. Würde bei der Ermittlung der Umsetzungsquote um den exogenen Einfluss der Stornierungen korrigiert (wie auf S. 15 dargelegt), würde die Kennzahl Umsetzungsquote nur noch Abweichungen aufgrund zeitlicher Verschiebungen beinhalten und wäre dann redundant zur Dauer-Kennzahl. Die Analysen zu strukturellen Unterschieden zwischen den Netzbetreibern sind – wie unter 6.2.1 ausgeführt – unzureichend.
28	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Vorschlag zu Tz. 6.2.3	Entfall	Diese Tenorziffer sollte entfallen, da wir die Streichung der Umsetzungsquote, wie oben ausgeführt, für sachgerecht erachten.
29	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.3	Entfall	Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.3 Die Begründung gestaltet sich analog der Begründung zu Tenorziffer 6.2.2. Zusätzlich legt die Bundesnetzagentur dar, dass die (teilweise geforderte) Einbeziehung aller Verbraucher die Differenzierung und gezielte Beanreizung der Energiewendekompetenz erschweren würde. Die Beschränkung der Energiewendekompetenz auf Netzzanschlüsse, die einen hinreichend klaren und engen Zusammenhang mit der Energiewende haben, bedeute keine Priorisierung bei der Vergabe von Netzzanschlüssen für derartige Anschlussnehmer durch die Netzbetreiber. Das Anreizsystem ändere nichts an der Verpflichtung der Netzbetreiber, knappe Netzzanschlusskapazitäten im Rahmen von diskriminierungsfreien Verfahren zu vergeben. Die Beschlusskammer gehe davon aus, dass von der hier angestrebten Optimierung der Netzzanschlussverfahren sowohl in Bezug auf den Kundenkontakt als auch im Hinblick auf die technische Realisierung in der Praxis auch andere Anschlussnehmer, die hier nicht explizit erwähnt sind, in gleicher Weise profitieren werden. Der Beschlusskammer sei jedenfalls kein Grund bekannt oder vorgetragen worden, warum ein Netzbetreiber Fortschritte im Netzzanschlussprozess nicht in gleicher Weise allen Anschlussbegehrenden zugutekommen lassen sollte. Sollten sich wider Erwarten dafür Indizien ergeben, werde die Bundesnetzagentur dagegen mit Aufsichtsmaßnahmen vorgehen.
30	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.3	Entfall	Einschätzung der Netze BW zur Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.3 Unsere Einschätzung deckt sich mit der zu Tenorziffer 6.2.2. Bezüglich der Einschätzung der Bundesnetzagentur, dass eine Einbeziehung aller Verbraucher die Differenzierung und gezielte Beanreizung der Energiewendekompetenz erschweren würde, können wir der Argumentation nicht folgen. Wenn sich Optimierungen bei allen Anschlusstypen gleichermaßen manifestieren sollen, dann ist eine Differenzierung bei der Analyse der Kennzahlen gerade nicht notwendig. Auch eine Betrachtung aller Anschlusstypen (nach Netzebene) kann dann aufzeigen, ob verbesserte Prozesse greifen. Zudem würde hier das Risiko <u>minimiert, dass einzelne Anschlussarten bevorzugt werden</u>.
31	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Vorschlag zu Tz. 6.2.4	Präzisierung Enddatum	Aus Sicht der Netze BW sollte das Enddatum, das bislang entweder als die Inbetriebnahme oder Bereitstellung der Netzzanschlusskapazität definiert ist, präzisiert werden. Wir sprechen uns an der Stelle für die ausschließliche Verwendung der „Bereitstellung der Netzzanschlusskapazität“ aus, da der Netzbetreiber zu diesem Zeitpunkt eine Pflicht erfüllt hat und die Inbetriebnahme vonseiten des Anschlussnehmers geschieht und auch durch ihn verzögert werden kann.

32	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.4	Präzisierung Enddatum	Begründung der Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 6.2.4 Die Bundesnetzagentur beschreibt die Bildung der Kennzahl und geht anschließend auf die Ergebnisse für 2024 ein, die sie für plausibel hält. Überprüfungen hätten auch bei der Kennzahl „Umsetzungsdauer erneuerbare Energien“ keinen statistisch gesicherten gebietsstrukturellen Einfluss ergeben, sodass auch für diese Kennzahl auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet werde (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 48, 49). In Rz. 375, Tabelle 5 (s.u.), seien die statistischen Kennzahlen zusammengefasst, die den statistischen Auswertungen zur Betroffenheit aufgrund der „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ in der Niederspannung für das Jahr 2024 zugrunde lägen. In Rz. 376 legt die Bundesnetzagentur dar, dass sich bezüglich der Dauer Abhängigkeiten von Anzahlen und Leistungen bereits existierender sowie neuer Netzanschluss- und Einspeisepunkte auf der Hochspannungsebene ergäben, dies jedoch aufgrund der geringen Anzahl an Betrachtungen in der Hochspannung nicht als statistisch gesichert angesehen werden könne. Ob eine hohe Vorbelastung der Netze durch viele bereits existierende Anschlüsse und/oder durch eine gleichzeitige Realisierungsnotwendigkeit mehrerer Anschlüsse, der Grund für die langen Anschlussdauern sei, müsse auf Grundlage der Erhebungen in den nächsten Jahren statistisch überprüft werden (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.3, S. 51).
33	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.2.4	Präzisierung Enddatum	Die Ableitung, es gäbe keine zu berücksichtigenden gebietsstrukturellen Merkmale, ist auch hier nicht gerechtfertigt. Wir verweisen dazu auf unsere Ausführungen zu 6.2.2 und 6.2.3 und die Notwendigkeit, eine Vielzahl von absoluten und relativen Strukturgrößen zu überprüfen. Wir möchten darauf hinweisen, dass die dargestellte Tabelle 5 „Statistik für die Umsetzungsdauer“ keinerlei Aussagekraft besitzt, da nicht dargelegt wird mit welchem Strukturparameter die Umsetzungsdauern in NS, MS, und HS korreliert worden sind. Dies sollte behoben werden. Die Feststellung der Bundesnetzagentur, dass sich bezüglich der Dauer Abhängigkeiten von Anzahlen und Leistungen bereits existierender sowie neuer Netzanschluss- und Einspeisepunkte auf der Hochspannungsebene ergäben, sollte Anlass dazu geben Abhängigkeiten auch von relativen Größen wie bspw. dem Anteil neuer Anschlusspunkte an allen Anschlusspunkten zu prüfen. Dieser Schritt fehlt vollständig.
34	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Anmerkung zu 6.2.5	Verweis	Siehe Ausführungen zu 6.2.4.
35	Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	Nur Strom	Anmerkung zu 6.2.6	Monetarisierung	Wir verweisen bezüglich der Monetarisierung der Energiewendekompetenz auf unsere Stellungnahme zum Gutachten von E-Bridge und zum Einordnungspapier vom 13. Oktober 2025: Es ist nicht Aufgabe des Netzbetreibers, zu beurteilen und zu priorisieren, welche Art von Anschlüssen in welchem Maße der Energiewende dienen. Eine Kopplung an die CO₂-Vermeidung ist daher auch an der Stelle nicht sachgerecht, da diese nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt, sondern an der exogen vom Netzkunden festgelegten Art und Menge der Einspeisung bzw. des Verbrauchs. Bezüglich des Digitalisierungsindex teilen wir die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass sich inputorientierte Kennzahlen grundsätzlich weniger zur Monetarisierung eignen, und dass das anzustrebende Niveau aus netzspezifischen Gründen nicht bei 100 % Digitalisierung liegen muss. Aus diesem Grund sollte von einer Monetarisierung abgesehen werden.
36	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom	Anmerkung zu 6.3	Grundsätzliche Einschätzung	Netze BW begrüßt die formelbasierte Konkretisierung der Methodik zur Bestimmung des Digitalisierungsindex und seiner Teilindizes. Gleichzeitig bestehen jedoch weiterhin Unklarheiten bezüglich einzelner Definitionen und Vorgehensweisen (s.u.). Wir möchten zudem darauf hinweisen, dass die verwendete Begrifflichkeit im Kontext des Digitalisierungsindex zwar grundsätzlich nachvollziehbar, teilweise jedoch unübersichtlich ist. So wird beispielsweise der Begriff „Digitalisierungsindex“ mehrfach verwendet – sowohl für die Indizes der einzelnen Dimensionen als auch für den daraus gebildeten Gesamtindex –, was eine schnelle Einordnung erschwert. Eine klarere Differenzierung würde die Verständlichkeit verbessern. Zum besseren Verständnis und zur Vermeidung von Berechnungsunsicherheiten wäre es hilfreich, wenn den Netzbetreibern künftig ein standardisiertes Berechnungstool für den Digitalisierungsindex bereitgestellt würde – beispielsweise in Form eines zusätzlichen Excel-Arbeitsblatts im Erhebungsbogen mit den entsprechenden Formeln. So könnte sichergestellt werden, dass die Berechnung einheitlich und methodisch korrekt erfolgt. Die Formeln sollten dabei idealerweise so ausgestaltet sein, dass die abgefragten Werte automatisch umkodiert werden, sodass sich ein strukturierter Datensatz ergibt, der mit gängigen Programmen wie R oder Stata weiterverarbeitet werden kann. Abschließend möchten wir erneut – wie bereits in unserer Stellungnahme zum Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzsicherheit für die Stromverteilernetze und dem zugehörigen Einordnungspapier der Bundesnetzagentur vom 13. Oktober 2025 bereits angemerkt – darauf hinweisen, dass der Digitalisierungsindex zwar Hinweise auf die allgemeine Branchenentwicklung geben kann, sich jedoch weder für einen direkten Vergleich der Netzbetreiber untereinander noch für eine Monetarisierung eignet, da er die unterschiedliche Notwendigkeit von Digitalisierung in den verschiedenen Netzen nicht abbildet. Eine zusätzliche Anreizsetzung würde in deutlichem Widerspruch zum Effizienzvergleich stehen, dessen Ziel es ist, die aufgewendeten Kosten im Verhältnis zur zu erbringenden Versorgungsaufgabe zu bewerten. Eine niedrige Digitalisierungsquote kann beispielsweise auch effizient sein, wenn aktuell und auch in absehbarer Zukunft keine Engpässe in den Netzabschnitten zu erwarten sind. Nach Einschätzung von Netze BW sollte die Entscheidung über Art und Umfang von Digitalisierungsmaßnahmen daher den Netzbetreibern überlassen bleiben, unter Berücksichtigung der jeweiligen netztechnischen Situation sowie der lokalen Rahmenbedingungen.
37	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom	Anmerkung zu 6.3.1	Datenerhebung	Laut Rz. 408 solle es dem Netzbetreiber im Rahmen der Datenerhebung für den Fall, dass Daten noch nicht vorlägen und nicht ermittelt werden könnten, vorerst gestattet werden, diese Daten zu berechnen oder möglichst exakt zu schätzen. Er sei verpflichtet, die Ermittlung der Daten gegenüber der Bundesnetzagentur auf Anfrage zu dokumentieren und in den Erläuterungen zum Erhebungsbogen mit Verweis auf das entsprechende Datum zu erläutern. Würden Daten vom Netzbetreiber berechnet oder geschätzt, flössen diese Werte aufgrund ihrer möglichst exakten Ermittlung in die Berechnung der Digitalisierungsindizes ein. Eine Differenzierung zwischen berechneten, geschätzten und gemessenen Werten erfolge bei den Ermittlungen der Indizes vorerst nicht. Die vorgesehene Streichung des Abfragefeldes „Schätzung vorgenommen“ sieht Netze BW äußerst kritisch. Zwar soll die Verwendung von Schätzungen künftig in den Erläuterungen dargestellt werden, jedoch besteht die Gefahr einer uneinheitlichen oder unvollständigen Erfassung. Darüber hinaus erschließt es sich Netze BW nicht, was unter der Formulierung „auf Anfrage“ in Rz. 408 konkret zu verstehen ist und nach welchen Kriterien eine Auswahl der betroffenen Netzbetreiber erfolgt. Insbesondere bleibt offen, ob es sich hierbei um stichprobenartige Anfragen handelt oder ob Anfragen anlassbezogen, etwa bei Auffälligkeiten oder fehlender Plausibilität der gemeldeten Daten, erfolgen sollen. Des Weiteren ist unklar, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Form entsprechende Angaben zu dokumentieren sind. Aus Sicht von Netze BW sollten entsprechende Angaben grundsätzlich in den Erläuterungen des Erhebungsbogens erfasst werden, anstatt diese lediglich „auf Anfrage“ vorzusehen. Die Angabe, ob Daten geschätzt wurden, bleibt aus Sicht von Netze BW erforderlich. Auch wenn geschätzte und nicht geschätzte Werte im Regelfall in ähnlichen Wertebereichen liegen mögen, kann dies für einzelne Verteilnetzbetreiber nicht zutreffen. Insbesondere bei vergleichenden Auswertungen und einer möglichen monetären Beanzpruchung ist eine fehlende Transparenz kritisch zu bewerten. Es sollte daher eindeutig nachvollziehbar sein, bei welchen Verteilnetzbetreibern und für welche Datenpunkte Schätzungen vorgenommen wurden.
38	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom	Änderung zu Tz. 6.3.8	Änderung des Faktors a	Zu Tenorziffer 6.3.8 möchten wir zunächst anmerken, dass der Festlegungsentwurf sich am Erhebungsbogen des letzten Jahres (Daten für 2024) orientiert, der zur Dimension Kundenmanagement sowohl nach Spannungsebenen differenzierte Fragen enthält als auch die spannungsebenenunabhängigen Fragen zu Webportalen. Der Anfang 2026 konsultierte Erhebungsbogen hat jedoch in der Dimension Kundenmanagement nur spannungsebenenunabhängige Fragen gelistet, so dass hier der Erhebungsbogen und der Festlegungsentwurf nicht zusammenpassen. Dies sollte behoben werden. Wenn weiterhin einige Bereiche in der Dimension Kundenmanagement nach Spannungsebene abgefragt werden, kommt folgender Änderungsvorschlag zum Tragen: Wir schlagen vor, den Faktor a in Tenorziffer 6.3.8 wie folgt zu ändern: $a = \frac{(\#Spannungsebenen)}{(\#Spannungsebenen+1)}$
39	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom	Begründung zu Tz. 6.3.8	Änderung des Faktors a	Begründung der Netze BW zum Änderungsvorschlag zu Tenorziffer 6.3.8 Die im Festlegungsentwurf vorgesehene Definition des Faktors a ist aus Sicht von Netze BW nicht schlüssig. Bei einem Netzbetreiber, der lediglich über eine Spannungsebene verfügt, würde ausschließlich der Webportalindex berücksichtigt, da sich in diesem Fall ein Wert von $a = (1-1)/1 = 0$ bzw. $(1-a) = 1$ ergeben würde. Auch die in Rz. 434 dargestellten Rechenbeispiele verdeutlichen, dass die Definition des Faktors a in Tenorziffer 6.3.8 in der vorliegenden Form nicht korrekt sein kann. Um die Ergebnisse jener Rechenbeispiele zu erzielen, sollte die Definition aus Sicht von Netze BW gemäß dem oben dargestellten Vorschlag angepasst werden.
40	Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)	Nur Strom	Anmerkung zu Tz. 6.3.10	Ermittlung des Mittelwertes	Laut Tenorziffer 6.3.10 werde der deutschlandweite Digitalisierungsindex als Mittelwert aus den netzbetreiberindividuellen Gesamtindizes aller Netzbetreiber gebildet, für die eine ausreichende Datengrundlage vorliege. Es erschließt sich jedoch nicht, wie genau dieser Mittelwert berechnet wird. Im Gutachten der E-Bridge Consulting GmbH wird für das Jahr 2024 ein deutschlandweiter Digitalisierungsindex von 24,67 % ausgewiesen. Offenkundig ergibt sich dieser Wert nicht aus dem ungewichteten arithmetischen Mittel der auf Seite 14 genannten vier Dimensionsindizes von 15,67 %, 18,40 %, 49,25 % und 28,01 %, da das ungewichtete arithmetische Mittel dieser Werte bei 27,83 % liegt. Diese Abweichung lässt sich nicht durch Rundungsdifferenzen erklären. Eine Klarstellung der Berechnungssystematik wäre aus unserer Sicht wünschenswert, um die Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Index zu gewährleisten. Sofern der Wert von 24,67 % darauf beruht, dass nicht dieselben Netzbetreiber in die Berechnung des deutschlandweiten Digitalisierungsindex einbezogen wurden wie bei den Dimensionsindizes, sollte dies in der Beschreibung der Vorgehensweise zwingend erwähnt werden.

41					
42					