



Große Beschlusskammer Energie

Aktenzeichen: GBK-24-02-1#4

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 in Verbindung mit den §§ 21, 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 5 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

wegen des **Festlegungsverfahrens der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen**

hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Achim Zerres,
die Beisitzerin	Anne Zeidler
und den Beisitzer	Christian Mielke

unter Beiladung von

Lichtblick SE, Klostertor 1, 20097 Hamburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene -

am 13. Juli 2026 beschlossen:

1. Qualitätsregulierung

¹Die Festlegung regelt die methodische Ausgestaltung der Qualitätsregulierung im Bereich des Energiewirtschaftsrechts durch Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen. ²Zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität werden Kennzahlen zur

1. Netzzuverlässigkeit gemäß Tenorziffer 5 und
2. Netzleistungsfähigkeit gemäß Tenorziffer 6

gebildet.

2. Adressaten

¹Die Festlegung gilt für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 9 EnWG (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). ²Die Festlegung gilt nicht für Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. ³Abweichend von S. 1, sind die Tenorziffern 5 bis 5.4.7 zur Netzzuverlässigkeit nicht auf Netzbetreiber anzuwenden, die sich im vereinfachten Verfahren befinden oder Kleinstnetzbetreiber sind im Sinne der Tenorziffern 16 bis 16.10 der „Festlegung zum Regulierungsrahmen und Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)“, die am 8. Dezember 2025 von der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (im Folgenden: Beschlusskammer) mit dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#1 beschlossen wurde (im Folgenden: Festlegung RAMEN Strom). ⁴Die Bundesnetzagentur evaluiert, ob der nach Satz 3 eingeschränkte Anwendungsbereich hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ausgeweitet werden sollte.

3. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich

¹Hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit soll das in der Regulierungsformel der Festlegung RAMEN Strom enthaltene Qualitätselement ab dem Beginn der fünften Regulierungsperiode am 1. Januar 2029 nach Maßgabe der in den Tenorziffern 5 bis 5.4.7 des vorliegenden Beschlusses festgelegten Methodik jährlich auf der Grundlage aktualisierter Daten durch die zuständige Regulierungsbehörde neu bestimmt und veröffentlicht werden (rollierendes Verfahren). ²Soweit eine Monetarisierung noch nicht möglich ist, insbesondere für die Netzleistungsfähigkeit, werden ab dem 13. Juli 2026 Kennzahlenwerte nach Maßgabe der in den Tenorziffern 6 bis 6.3.10 festgelegten

Methodiken ebenfalls jährlich im rollierenden Verfahren durch die Bundesnetzagentur neu bestimmt und veröffentlicht.

4. Datengrundlage

¹Zur Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit und der Kennzahlenwerte zur Netzleistungsfähigkeit werden die Daten aller Netzbetreiber herangezogen, die keine Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG sind. ²Dafür erhebt die Bundesnetzagentur bundesweit bei den Netzbetreibern jährlich die notwendigen Daten für die Ermittlung der Kennzahlenwerte zur Netzzuverlässigkeit und zur Netzleistungsfähigkeit. ³Die Netzbetreiber sind insoweit zur Auskunft verpflichtet. ⁴Die Einzelheiten zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, regelt eine gesonderte Festlegung.

5. Netzzuverlässigkeit

Die Netzzuverlässigkeit ist die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes, Elektrizität möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Spannungsqualität zu transportieren.

5.1 Kennzahlen

¹Zur Beschreibung und Bewertung der Netzzuverlässigkeit wird für die Niederspannungsebene die Kennzahl SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) und für die Mittelspannungsebene die Kennzahl ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*) verwendet. ²Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.

5.1.1 Die Bildung der Kennzahl SAIDI erfolgt nach der folgenden Formel:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T}$$

mit:

N_i Die Anzahl der unterbrochenen Letztverbraucher im Niederspannungsnetz

r_i Die Dauer einer Versorgungsunterbrechung im Niederspannungsnetz

N_T Die Anzahl der an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher

5.1.2 Die Kennzahl ASIDI wird nach der folgenden Formel gebildet:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i \cdot L_i}{L_T}$$

mit:

- r_i Die Dauer einer Versorgungsunterbrechung im Mittelspannungsnetz
- L_i Die unterbrochene Bemessungsscheinleistung von Ortsnetztransformatoren (ONT) und von Letztverbrauchertransformatoren (LVT) in Megavoltampere (MVA)
- L_T Die Summe der Bemessungsscheinleistung aller ONT und LVT in MVA

5.2 Ermittlung der Kennzahlenwerte

- 5.2.1** ¹Für die Ermittlung des SAIDI und des ASIDI werden die geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten im jeweiligen Netz herangezogen, die innerhalb eines Kalenderjahres eingetreten sind. ²Eine Versorgungsunterbrechung gilt als geplant, wenn sie mit vorheriger Benachrichtigung oder Absprache der betroffenen Letztverbraucher oder Weiterverteiler erfolgt ist. ³Alle anderen Versorgungsunterbrechungen sind ungeplante Versorgungsunterbrechungen.
- 5.2.2** Als ungeplante Versorgungsunterbrechungen werden Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkung Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ bei der Bildung der Kennzahlenwerte berücksichtigt.
- 5.2.3** ¹Ungeplante Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörungen“ oder „höherer Gewalt“ zuzuordnen sind, werden bei der Bildung der Kennzahlenwerte nicht einbezogen. ²Im Falle von klimatischen und seismologischen Ereignissen sind nur solche als „höhere Gewalt“ einzustufen, die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten.
- 5.2.4** ¹Geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Sonstiges“ werden bei der Bildung der Kennzahlenwerte berücksichtigt. ²Diese werden mit einem Faktor von 0,5 gegenüber den ungeplanten Versorgungsunterbrechungen gewichtet.
- 5.2.5** Geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund des Störungsanlasses „Zählerwechsel“ werden bei der Bildung der Kennzahlenwerte nicht einbezogen.
- 5.2.6** Aus den ermittelten Kennzahlenwerten wird jeweils für die Nieder- und

Mittelspannung durch die zuständige Regulierungsbehörde ein netzbetreiberindividueller, arithmetischer Mittelwert aus den Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre gebildet.

5.3 Referenzwerte

5.3.1 Die zuständige Regulierungsbehörde bildet für jeden Netzbetreiber aus den Kennzahlenwerten, die nach den Tenorziffern 5.2 bis 5.2.6 ermittelt werden, gewichtete Durchschnittswerte, die als Referenzwerte dienen.

5.3.2 Bei der Bestimmung des jeweiligen Referenzwertes können zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede insbesondere Strukturparameter herangezogen werden.

5.3.3 ¹In der Mittelspannung erfolgt die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede unter Heranziehung des Strukturparameters der Lastdichte. ²Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt kongruent zur Bildung der Kennzahlenwerte aufgrund der Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre. ³Die Beschlusskammer behält sich vor, die Geeignetheit des Strukturparameters der Lastdichte zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

5.3.4 ¹Die Lastdichte ist definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dem jeweiligen Netz und der geografischen Fläche. ²Die Jahreshöchstlast wird dabei um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen Weiterverteiler bereinigt, sofern diese am Netz angeschlossen sind.

5.3.5 Die jeweiligen Referenzwerte werden anhand einer mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Regression berechnet.

5.3.6 Die jeweiligen Referenzwerte ergeben sich demnach aus dem folgenden funktionalen Zusammenhang:

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$	netzbetreiberindividueller Referenzwert
x	durchschnittliche gewichtete Lastdichte
a, b, c	Konstanten

- 5.3.7** ¹In der Niederspannung ergibt sich kein Bedarf für die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. ²Deshalb wird ein für alle Netzbetreiber einheitlicher Referenzwert bestimmt. ³Dieser entspricht dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert aller Kennzahlenwerte der Netzbetreiber. ⁴Dabei gilt:

$$y^{(\text{Ref})} = \frac{\sum_{i=1} KS_i \cdot LV_i^{(\text{NS})}}{\sum_{i=1} LV_i^{(\text{NS})}}$$

mit:

$y^{(\text{Ref})}$: Referenzwert

$LV^{(\text{NS})}$: Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher des Netzbetreibers in der Niederspannung

KS_i : Kennzahlenwert

5.4 Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit

- 5.4.1** Wenn der Kennzahlenwert eines Netzbetreibers nach den Tenorziffern 5.2.1 bis 5.2.6 von dem Referenzwert nach den Tenorziffern 5.3.1 bis 5.3.7 abweicht, ist durch die zuständige Regulierungsbehörde ein Zu- oder Abschlag auf dessen Erlösobergrenze festzusetzen (Qualitätselement).
- 5.4.2** Zur Ermittlung des Qualitätselements ist die Differenz aus dem Kennzahlenwert und dem Referenzwert je Netzebene zu bestimmen.
- 5.4.3** ¹Die Differenz aus dem Kennzahlenwert und dem Referenzwert wird mit der Anzahl der am Netz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher multipliziert. ²Entsprechend der Tenorziffer 5.2.6 wird auch bei der Anzahl der Letztverbraucher ein arithmetischer Mittelwert aus den Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre gebildet.
- 5.4.4** ¹Die Differenz aus dem Kennzahlenwert und dem Referenzwert wird zudem mit einem Faktor für die Umrechnung in eine monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit (Monetarisierungsfaktor) multipliziert. ²Dieser Monetarisierungsfaktor wird als Maßstab für die Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, herangezogen. ³Die Ermittlung des Monetari-

sierungsfaktors erfolgt über eine makroökonomische Analyse. ⁴Der Monetarisierungsfaktor ist ebenfalls als arithmetischer Mittelwert aus den Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre zu berechnen.

5.4.5 Die Qualitätselemente je Netzebene werden zu dem Qualitätselement summiert, das in der Regulierungsformel der Festlegung RAMEN Strom enthaltenen ist.

5.4.6 Für die Berechnung des Qualitätselements Q hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit gilt:

$$Q = (y^{(MS)} - ASIDI) \cdot LV^{(MS+NS)} \cdot m + (y^{(NS)} - SAIDI) \cdot LV^{(NS)} \cdot m$$

mit:

Q	Qualitätselement Netzzuverlässigkeit, individueller Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze
$y^{(NS)}$	Kennzahlvorgabe (Referenzwert) der Niederspannung
SAIDI	Zuverlässigkeitskennzahlenwert in der Niederspannung
$LV^{(NS)}$	Anzahl der an der eigenen Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher
$y^{(MS)}$	Kennzahlvorgabe (Referenzwert) der Mittelspannung
ASIDI	Zuverlässigkeitskennzahlenwert der Mittelspannung
$LV^{(MS+NS)}$	Anzahl der an die eigene Nieder- und Mittelspannung angeschlossenen Letztverbraucher
m	Monetarisierungsfaktor

5.4.7 ¹Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von einheitlich zwei bis vier Prozent des Ausgangsniveaus nach Tenorziffer 5 bis 5.4 der Festlegung RAMEN Strom für die jeweilige Regulierungsperiode vorgenommen. ²Dafür sind vom Ausgangsniveau zunächst die Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KANeu) und, sofern vorhanden, die Kosten für die Netzebenen der Höchstspannung, der Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung sowie der Hochspannung und der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung abzuziehen. ³Für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist die kleinste Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität zu verwenden.

5.5 ¹Die Bundesnetzagentur soll bis zum 15. Oktober eines jeden Kalenderjahres die von ihr, nach den Vorgaben dieser Festlegung ermittelten Qualitätselemente, für die nach

§ 54 Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der jeweiligen Behörde fallenden Netzbetreiber, an die Landesregulierungsbehörden übermitteln. ²Die Mitteilung hat die Ausgangsdaten nach der Tenorziffer 4 dieser Festlegung, die einzelnen Rechenschritte und die jeweiligen Ergebnisse der nach den Tenorziffern 5.2.6, 5.3.1, 5.4.1, 5.4.4, 5.4.5 und 5.4.7 zugelassenen Methoden zu enthalten.

6. Netzleistungsfähigkeit

Die Netzleistungsfähigkeit ist die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität, vorwiegend aus erneuerbaren Energien, zu befriedigen.

- 6.1** ¹Bestandteile der Netzleistungsfähigkeit sind die Energiewendekompetenz und die Digitalisierung der Netzbetreiber. ²Die Beschlusskammer behält sich vor, weitere Ausprägungen der Netzleistungsfähigkeit insbesondere im Bereich der Aus- und Weiterbildungsanstrengungen eines Netzbetreibers zu prüfen und einzuführen.

6.2 Energiewendekompetenz

Die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers ist die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastuktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert.

- 6.2.1** ¹Die Energiewendekompetenz wird im Bereich der Netzanschlüsse durch die Kennzahlen „zusätzliche erneuerbare Energie“, „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“, „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für erneuerbaren Erzeugungsanlagen“ 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.

- 6.2.2** ¹Die Kennzahl „zusätzliche erneuerbare Energie“ stellt das Verhältnis der vollständig neu realisierten Netzanschlüsse von erneuerbaren Erzeugungsanlagen pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehren von erneuer-

baren Erzeugungsanlagen innerhalb des jeweiligen Jahres, differenziert nach den jeweils betriebenen Spannungsebenen, dar. ²Dazu werden die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Solar-, Windenergie- und sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen einbezogen.

- 6.2.3** ¹Die Kennzahl „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ stellt das Verhältnis der vollständig neu realisierten Netzanschlüsse von Verbrauchseinrichtungen und Speichern pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern innerhalb des jeweiligen Jahres, differenziert nach den jeweils betriebenen Spannungsebenen, dar. ²Dazu werden grundsätzlich die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Elektrolyseuren, Speichern sowie sonstigen Verbrauchseinrichtungen einbezogen. ³Sonstige Verbrauchseinrichtungen im Sinne des Satzes 2 sind alle Verbrauchseinrichtungen, die keine Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Elektrolyseure oder Speicher sind, deren Netzanschluss aber ebenfalls dem Übergang von einer fossilen Energieversorgung zu einem nachhaltigen Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dient.
- 6.2.4** ¹Die Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen“ wird aus der Summe der Dauern für die Teilprozesse des Netzanschlussprozesses von erneuerbaren Erzeugungsanlagen gebildet. ²Der erste Teilprozess umfasst den Netzanschlussprozess von der Stellung eines vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehrens bis zur Netzanschlusszusage. ³Der zweite Teilprozess umfasst den Prozess von der Annahme der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder der Bereitstellung der Netzanschlusskapazität.
- 6.2.5** ¹Die Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ wird aus der Summe der Dauern für die Teilprozesse des Netzanschlussprozesses von Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien) gebildet. ²Der erste Teilprozess umfasst auch hier den Netzanschlussprozess von der Stellung eines vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehrens bis zur Netzanschlusszusage. ³Der zweite Teilprozess umfasst den Prozess von der Annahme

der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität.

6.2.6 Monetarisierung

Die Regelungen zu einer möglichen Ausgestaltung der Monetarisierung der Netzleistungsfähigkeit bleiben einer weiteren Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG vorbehalten.

6.3 Digitalisierung

6.3.1 ¹Die Digitalisierung wird anhand der Kennzahlen der Indizes der Spannungsebenen, der Dimensionsindizes und des Gesamtindexes bewertet. ²Die Kennzahlenwerte werden sowohl netzbetreiberindividuell, als auch deutschlandweit gebildet.

6.3.2 Für die Ermittlung der Kennzahlen werden insbesondere die folgenden, die Energie-wendekompetenz fördernden Dimensionen der Digitalisierung herangezogen:

1. Smart Grids,
2. Digitale Prozesse und Systeme,
3. Datenmanagement und Analyse und
4. Kundenmanagement.

6.3.3 ¹Zur Ermittlung der netzbetreiberindividuellen Indizes für die Dimensionen der Digitalisierung (netzbetreiberindividuelle Dimensionsindizes) werden für die Dimensionen Smart Grids, digitale Prozesse und Systeme sowie Datenmanagement und Analyse zunächst die netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen innerhalb dieser Dimensionen gebildet; dabei werden die Umspannebenen jeweils der unteren Spannungsebene zugeordnet. ²Für die netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen werden innerhalb der Dimensionen, auf der Grundlage der Datenerhebung nach Tenorziffer 4, Kennzahlenwerte für jede Spannungsebene ermittelt, die der jeweilige Netzbetreiber betreibt. ³Für die Bildung dieser Kennzahlenwerte wird der arithmetische Mittelwert der jeweils zu den entsprechenden Fragen übermittelten Antworten im Erhebungsbogen der Datenerhebung nach Tenorziffer 4 gebildet. ⁴Davon abweichend werden die übermittelten Antworten zur Frage der Nutzung von künstlicher Intelligenz (KI) im Erhebungsbogen der Datenerhebung nach Tenorziffer 4 mit der Anzahl der Anwendungsbereiche gewichtet und gehen als ein Summand in die Mittelwertbildung nach Satz 3 ein. ⁵Zur Ermittlung des Dimensionsindexes für die

Dimension Kundenmanagement werden keine separaten Indizes der Spannungsebenen gebildet. ⁶Zur Ermittlung der deutschlandweiten Indizes der Spannungsebenen für die Dimensionen Smart Grids, digitale Prozesse und Systeme sowie Datenmanagement und Analyse werden die Mittelwerte der jeweiligen netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen verwendet.

6.3.4 ¹Aus den netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen wird für die Dimensionen Smart Grids, digitale Prozesse und Systeme sowie Datenmanagement und Analyse für jeden Netzbetreiber ein netzbetreiberindividueller Dimensionsindex als gewichteter Kennzahlenwert berechnet. ²Der netzbetreiberindividuelle Dimensionsindex in der Dimension Kundenmanagement wird dagegen als arithmetischer Mittelwert der zu den entsprechenden Fragen übermittelten Antworten im Erhebungsbogen der Datenerhebung nach Tenorziffer 4 ermittelt. ³Zur Ermittlung der deutschlandweiten Dimensionsindizes wird jeweils der Mittelwert aus den jeweiligen netzbetreiberindividuellen Dimensionsindizes aller Netzbetreiber gebildet.

6.3.5 ¹Für den netzbetreiberindividuellen Dimensionsindex in der Dimension Smart Grids gilt:

$$\text{Score}_{\text{SG}} = \frac{\text{Score}_{\text{NS}} \cdot \text{SKL}_{\text{NS}} + \text{Score}_{\text{MS}} \cdot \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{Score}_{\text{HS}} \cdot \text{SKL}_{\text{HS}}}{\text{SKL}_{\text{NS}} + \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{SKL}_{\text{HS}}}$$

mit:

SG: Smart Grids

SKL: Stromkreislänge

NS: Niederspannung

MS Mittelspannung

HS: Hochspannung

²Bei der Bildung des Dimensionsindex in der Dimension Smart Grids werden die Umspannebenen jeweils der unteren Spannungsebene zugeordnet.

6.3.6 Für den netzbetreiberindividuellen Dimensionsindex in der Dimension Digitale Prozesse und Systeme gilt:

$$\text{Score}_{\text{DPS}} = \frac{\text{Score}_{\text{NS}} \cdot \text{SKL}_{\text{NS}} + \text{Score}_{\text{MS}} \cdot \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{Score}_{\text{HS}} \cdot \text{SKL}_{\text{HS}}}{\text{SKL}_{\text{NS}} + \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{SKL}_{\text{HS}}}$$

mit:

DPS: Digitale Prozesse und Systeme

SKL: Stromkreislänge

NS: Niederspannung

MS: Mittelspannung

HS: Hochspannung

6.3.7 Für den netzbetreiberindividuellen Dimensionsindex in der Dimension Datenmanagement und Analyse gilt:

$$\text{Score}_{\text{DMA}} = \frac{\text{Score}_{\text{NS}} \cdot \text{SKL}_{\text{NS}} + \text{Score}_{\text{MS}} \cdot \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{Score}_{\text{HS}} \cdot \text{SKL}_{\text{HS}}}{\text{SKL}_{\text{NS}} + \text{SKL}_{\text{MS}} + \text{SKL}_{\text{HS}}}$$

mit:

DMA: Datenmanagement und Analyse

SKL: Stromkreislänge

NS: Niederspannung

MS: Mittelspannung

HS: Hochspannung

6.3.8 Für den netzbetreiberindividuellen Dimensionsindex in der Dimension Kundenmanagement gilt:

$$\text{Score}_{\text{KM}} = \frac{\sum \text{Score}_{\text{Einzelner Fragen}}}{\text{Anzahl der Fragen}}$$

6.3.9 Aus diesen netzbetreiberindividuellen Dimensionsindizes wird ein netzbetreiberindividueller Gesamtindex als ungewichtetes arithmetisches Mittel gebildet:

$$\text{Digitalisierungsindex} = \frac{\text{Score}_{\text{SG}} + \text{Score}_{\text{DPS}} + \text{Score}_{\text{DMA}} + \text{Score}_{\text{KM}}}{4}$$

6.3.10 Aus den netzbetreiberindividuellen Gesamtindizes aller Netzbetreiber, für die eine ausreichende Datengrundlage vorliegen, wird jährlich durch die Bundesnetzagentur eine Kennzahl als Mittelwert für das gesamte Bundesgebiet gebildet (deutschlandweiter Digitalisierungsindex).

7. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschrift in der Tenorziffer 5.4.1 berührt nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gilt ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Tenorziffer 2, die gemäß § 54 Abs.1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

8. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Inhaltsverzeichnis

Gründe	16
I. Sachverhalt	17
1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“	17
1.1. Inhalt des Eckpunktepapiers NEST	17
1.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST	21
2. Verfahrenseinleitung	22
3. Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung.....	23
3.1. Inhalte des Eckpunktepapiers Qualitätsregulierung	24
3.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung	28
4. Beiladungsantrag	37
5. Datenerhebungsfestlegungen	37
6. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung	39
6.1. Expertenaustausch vom 29. Oktober 2024	39
6.2. Expertenaustausch vom 29. Januar 2025	40
6.3. Expertenaustausch vom 8. Juli 2025.....	42
6.4. Expertenaustausch vom 10. September 2025	44
6.5. Sonstige Eingaben	47
7. Wissenschaftliche Begleitung.....	51
8. Anhörung des Festlegungsentwurfs.....	52
8.1. Anmerkungen zum Festlegungsverfahren.....	53
8.2. Anmerkungen zum sachlichen Anwendungsbereich (Tenorziffer 1)	53
8.3. Anmerkungen zu Adressaten (Tenorziffer 2).....	56
8.4. Anmerkungen zum rollierenden Verfahren und zum zeitlichen Anwendungsbereich (Tenorziffer 3).....	58
8.5. Anmerkungen zur Datengrundlage (Tenorziffer 4).....	58
8.6. Anmerkungen zur Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5).....	60
8.7. Anmerkungen zur Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6)	67
9. Weiterer Verfahrensablauf	81
II. Rechtliche Würdigung.....	82
1. Zuständigkeit.....	82
2. Ermächtigungsgrundlage.....	82
3. Formelle Rechtmäßigkeit.....	83
4. Rechtlicher Rahmen.....	84
4.1. Nationaler Rechtsrahmen	84

4.2. Rechtsrahmen auf Grundlage der Festlegung RAMEN Strom	84
5. Sachlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1).....	86
6. Adressaten (Tenorziffer 2)	93
7. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)	100
8. Datengrundlage (Tenorziffer 4).....	102
9. Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5).....	105
9.1. Kennzahlen (Tenorziffer 5.1).....	111
9.2. Ermittlung der Kennzahlenwerte (Tenorziffer 5.2).....	115
9.3. Referenzwerte (Tenorziffer 5.3).....	139
9.4. Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.4).....	155
9.5. Mitteilung an die Bundesländer (Tenorziffer 5.5).....	164
10. Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1).....	165
10.1. Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)	171
10.2. Digitalisierung (Tenorziffer 6.3).....	230
11. Gesamtabwägung.....	244
12. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 7)	249
III. Kosten (§ 91 EnWG – Tenorziffer 8)	250
IV. Entscheidung über den Beiladungsantrag	251
V. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG).....	252
Rechtsbehelfsbelehrung.....	253

Gründe

I. Sachverhalt

1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“

1.1. Inhalt des Eckpunktepapiers NEST

- 1 Die Bundesnetzagentur hat am 18. Januar 2024 das Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (Eckpunktepapier NEST)¹ zu Nachfolgeregelungen für die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) veröffentlicht. In diesem hat die Bundesnetzagentur ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung zusammengefasst, unter anderem auch betreffend die Qualitätsregulierung, die Gegenstand dieser Festlegung ist.
- 2 Im Eckpunktepapier NEST hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

1.1.1 Hintergründe

- 3 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 02. September 2021² bedeute einen grundlegenden Wandel für die Struktur der deutschen Energieregulierung. Der Gerichtshof habe festgehalten, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber im Einzelnen vorstrukturierte, sogenannte „normative“ Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden verstoße.
- 4 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) werde künftig die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen bundesweit festlegen. Dies bedeute – nach Einführung der Entgeltregulierung im Jahr 2005 – eine Zäsur für die deutsche Energieregulierung.
- 5 Diese Zäsur gebe auch die Gelegenheit, angesichts der großen Herausforderungen der Energiewende, das bestehende Regulierungssystem einer inhaltlichen Überprüfung zu unterziehen.

¹ Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier "Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.", Bonn, 18.01.2024, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1007012> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

² EuGH, Urteil vom 02.09.2021, C-718/18.

- 6 Der wesentliche Auftrag der Regulierung sei, im natürlichen Monopol des Netzbetriebs effizientes Verhalten durch Wettbewerbsanreize zu fordern und zu fördern. Dieser Auftrag erhalte durch die Anforderungen der Energiewende und den erkennbaren Kostenentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

1.1.2 Regulierung von Netzen 2005 bis heute

- 7 Seit Einführung der sektorspezifischen Regulierung in Deutschland im Jahr 2005 sei viel erreicht worden. Politik, Netzbetreiber, Händler, Regulierungsbehörden und auch die Gerichte hätten gemeinsam ein effektives Regulierungssystem entwickelt, das den diskriminierungsfreien Zugang aller neuen Akteure in der Energiewende abgesichert habe. Dabei habe die Einführung der Entgeltregulierung im Jahre 2005 einen Wendepunkt bedeutet. Eine im engeren Sinne erfolgende regulatorische Kontrolle von Netzentgelten habe vorher nicht stattgefunden. Die sogenannte Beschleunigungsrichtlinien (Richtlinie 2003/54/EG sowie Richtlinie 2003/55/EG) habe dann erstmalig eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen einschließlich der Tarife für den Netzzugang vorgeschrieben. Der Gesetzgeber habe in der Folge Bestimmungen zur Entgeltregulierung erlassen (§§ 21, 21a und 23a EnWG) und diese durch weitreichende Verordnungsermächtigungen (§§ 24, § 21a Abs. 6 EnWG) flankiert, von denen der Verordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht habe.
- 8 Die Regulierung habe in der Anfangsphase den Fokus gehabt, die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes umzusetzen, also Wettbewerb im Erzeugungs- und Handelsmarkt zu ermöglichen beziehungsweise Monopolrenditen bei Netzbetreibern zu verhindern sowie bestehende Ineffizienzen aus der Vergangenheit zu identifizieren und abzuschöpfen. In einer ersten Regulierungsphase sollten wettbewerbliche Bedingungen der Netznutzung über eine kostenorientierte Entgeltregulierung erreicht werden. Aufgrund einer individuellen Kostenprüfung seien jedem einzelnen Netzbetreiber bis Ende 2008 Höchstpreise genehmigt worden. Ab 2009 sei die kostenorientierte Entgeltregulierung durch die Anreizregulierung abgelöst worden. Dem Netzbetreiber würden nach Effizienzkriterien lediglich die Obergrenzen der Erlöse behördlich vorgegeben. Gerade angesichts stark anwachsender Kosten sowie der fortbestehenden Monopolstruktur von Energieinfrastrukturen bleibe der Bedarf einer regulatorischen Aufsicht und Anreizsetzung bestehen.
- 9 Dabei habe sich das System durchaus als anpassungsfähig für neue Entwicklungen erwiesen. So sei mit der Energiewende insbesondere im Strombereich verstärkt auch die Begleitung

des Netzausbaus in den Fokus gerückt.

1.1.3 Geänderte Anforderungen an die Regulierung

- 10 Das energiewirtschaftliche Umfeld habe sich für die Netzbetreiber innerhalb der letzten Jahre verändert. Damit einher gingen Herausforderungen, denen auch die Regulierung begegnen müsse.
- 11 Das Erfordernis einer Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft sei gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz seien bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werde.
- 12 Im Strombereich bedeute dies eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Strom- statt Gas-, Kohle- oder fossilen Kraftstoffverbrauchs in vielen Sektoren. Die Folge für den Netzbereich sei ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.
- 13 Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinne besonders der beschleunigte Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden könne. Diese neuen Anforderungen erforderten ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“. Energiewendekompetenz zeigt sich unter anderem in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse.
- 14 Im Gasbereich setze eine gegensätzliche Entwicklung ein: Im Gegenzug zur Elektrifizierung werde die Bedeutung von Erdgas in vielen Sektoren abnehmen, dies insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene würden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes werde in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.

1.1.4 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

- 15 Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode habe sich im Strom-

und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie solle daher auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die fünfte Regulierungsperiode sowohl auf Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene als auch auf Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

- 16 Der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich seien die zentrale Triebfeder dafür, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen; sei es bei der operativen Betriebsführung, sei es bei strukturellen Entscheidungen zum Netzausbau oder bei der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen. Zugleich fänden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt werde.
- 17 Denkbare Alternativen zu diesem Modell seien die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-Plus versus Yardstick-Ansatz). Beide Varianten erschienen aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls derzeit nicht angezeigt.
- 18 Drei Viertel der Verteilernetzbetreiber entschieden sich für das sogenannte „vereinfachte Verfahren“, das eine Kostenprüfung, allerdings unter anderem keine Teilnahme am Effizienzvergleichsverfahren, beinhalte. Das vereinfachte Verfahren mit seinen Prozessvereinfachungen für kleinere Netzbetreiber solle es grundsätzlich weiterhin geben. Anpassungen, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, seien im Detail zu prüfen.

1.1.5 Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung

- 19 Vor dem Hintergrund der geänderten Anforderungen sei eine Erweiterung der Qualitätsregulierung anzudenken, um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ zu schaffen. In einem ersten Schritt können Indikatoren erhoben werden, welche beispielsweise die Servicequalität und die Energiewendeorientierung eines Netzbetreibers abbilden. In einem zweiten Schritt können diese Indikatoren über alle Netzbetreiber in noch zu definierender Form veröffentlicht werden, um ein höheres Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz herzustellen. Erst in einem dritten Schritt sollen diese Indikatoren mit finanziellen Anreizen belegt werden.

1.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

- 20 Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29. Februar 2024 Gelegenheit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier NEST. Es sind insgesamt 196 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST eingegangen. Es haben 127 Netzbetreiber, acht Verbände der Energiewirtschaft, neun Landesregulierungsbehörden, zehn Energieversorger und Industriekundenvertreter sowie 42 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen.
- 21 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen zur Erweiterung der Qualitätsregulierung werden nachfolgend zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.³
- 22 Die Stellungnahmen gingen hinsichtlich der Einschätzung zum Erfordernis der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung inhaltlich auseinander. Zum Teil äußerten sich die Konsultationsteilnehmer zurückhaltend und trugen vor, dass eine Erweiterung der einzelnen Dimensionen bis auf Weiteres nicht sinnvoll sei. Es bestünde die Notwendigkeit für einen eigenständigen Leistungsmechanismus außerhalb des Qualitätselementes. Denn mit der Schaffung von zusätzlichen, gegebenenfalls überlagernden Anreizen würden diese die bisher konsistenten Regelungen der bereits durch die Bundesnetzagentur getroffenen Festlegungen untergraben. Insbesondere lehnten einige Stellungnehmende eine Überführung der Energiewendekompetenz in das Qualitätselement ab. Zum Teil äußerten sich Konsultationsteilnehmer kritisch gegenüber einer möglichen Qualitätsregulierung für Gasnetze. Allerdings wurde überwiegend seitens der Stellungnehmenden eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung begrüßt. Dabei seien die Energiewendekompetenz und andere Qualitätsvorgaben wichtige Elemente der Leistungserbringung. Das Qualitätselement könne zusätzlich um ein Element Servicequalität ergänzt werden. Zudem sollten Netzbetreiber mit hoher Energiewendekompetenz belohnt werden. In den Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass eine Begriffsklärung der Energiewendekompetenz dabei unerlässlich sei.
- 23 Im Hinblick auf die Frage, ob das Kriterium der Energiewendekompetenz um einen finanziellen Anreiz in Form eines Bonus-Malus-Systems ergänzt werden sollte, zeigte sich ebenfalls ein sehr

³ Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1047788> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

heterogenes Bild in den Stellungnahmen. Zum Teil wurde argumentiert, dass ein Bonus-Malus-System nicht effektiv sei und die Gefahr impliziere, eine zusätzliche Belastung der bereits durch die Energiewende geforderten Netzbetreiber zu werden. Eine weitere Verkomplizierung des Regulierungsrahmens sei zu erwarten. Ein überwiegender Teil der Konsultationsteilnehmer stand einem Bonus-Malus-System allerdings positiv gegenüber. Es wurde für sinnvoll erachtet, Investitionen in die Energiewende zu belohnen. Es wurde vorgebracht, dass eine Monetarisierung an den Kosten des Netzbetreibers ansetzen und bereits zu Beginn der Regulierungsperiode erfolgen solle. Das für die Versorgungsqualität bisher bestehende und entwickelte Konzept eines Bonus-/Malus-Systems könne übernommen werden.

- 24 Hinsichtlich denkbarer Parameter für die Bestimmung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber brachten die Stellungnehmenden unterschiedliche Vorschläge vor. Mehrheitlich begrüßt wurde der im Eckpunktepapier NEST aufgeführte Vorschlag der Bundesnetzagentur, die Energiewendekompetenz unter anderem anhand der Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses zu messen. In den Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass die Indikatoren zu konkretisieren seien. Beispielsweise könne für die Bestimmung der Geschwindigkeit die Zeit zwischen Netzanschlussbegehren und Inbetriebnahme herangezogen werden sowie die Anzahl bearbeiteter Netzanschlussbegehren im Sinne einer Netzanschlussquote. Es sei dabei jedoch auch genau zu prüfen, inwiefern die Netzbetreiber die Geschwindigkeit tatsächlich beeinflussen können. Hinsichtlich des seitens der Bundesnetzagentur dargestellten Beispiels eines Indikators für die Energiewendekompetenz in Form der Häufigkeit, mit der Erzeugungsanlagen beziehungsweise steuerbare Verbrauchseinrichtungen abgeregelt werden, positionierten sich die Stellungnahmen zum Teil auch kritisch. Die Häufigkeit von erzeugungs- oder verbrauchsseitigen Engpassmanagementmaßnahmen sei jedoch eindeutig kein bewertbarer Indikator im Rahmen der Qualitätsregulierung. Als alternativer Ansatz wurde die Möglichkeit eingebracht, Abregelung in Spitzenkappungsgebieten von diesem Indikator auszunehmen, um wiederum die Anwendung einer fachgerechten Spitzenkappung in der Netzplanung anzureizen.

2. Verfahrenseinleitung

- 25 Die Beschlusskammer hat am 14. Oktober 2024 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber

von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-1#4 eingeleitet.

- 26 Anlass für das Festlegungsverfahren war die Bestrebung der Beschlusskammer, den Regulierungsrahmen für die Versorgungsqualität in Deutschland vor dem Hintergrund der Entscheidung des EuGH und der Anpassungen im nationalen Recht neu zu regeln. Diese Festlegung stellt in Ergänzung und Konkretisierung der jeweils geltenden europäischen Rechtsakte und der nationalen Gesetze im Bereich der Energieregulierung einen transparenten, verlässlichen und rechtssicheren Regulierungsrahmen für die Versorgungsqualität in Deutschland sicher.
- 27 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 14. Oktober 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Im Zuge dessen wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG, der Länderausschuss und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

3. Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung

- 28 Ebenfalls am 14. Oktober 2024 veröffentlichte die Beschlusskammer ein Eckpunktepapier zum Stand der Überlegungen zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versor-

gungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz (im Folgenden: Eckpunktepapier Qualitätsregulierung).⁴ Das Eckpunktepapier Qualitätsregulierung gab den seinerzeitigen Stand der Kenntnisse und Planungen wieder und diente als Anstoß zu Diskussionen mit der Branche, der Zivilgesellschaft, der Politik und Wissenschaft.

- 29 Den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung gegeben. Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 EnWG und dem Bundeskartellamt gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

3.1. Inhalte des Eckpunktepapiers Qualitätsregulierung

- 30 In dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung gab die Beschlusskammer den seinerzeitigen Stand der Überlegungen zu den wesentlichen Punkten wieder, die in der vorliegenden Methodenfestlegung geregelt werden sollten. Das Eckpunktepapier Qualitätsregulierung enthielt nahezu ausschließlich Ausführungen zur Qualitätsregulierung im Bereich der Stromverteilernetzebene, da die Beschlusskammer schon zu diesem Zeitpunkt eine Trennung zwischen den Sektoren Strom und Gas anstrebte und die Methodenfestlegung deshalb nur den Strombereich betreffen sollte.
- 31 Die Beschlusskammer erklärte in dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, grundsätzlich an bewährten Methoden und der bisherigen Praxis bei der Qualitätsregulierung, insbesondere in Bezug auf das Qualitätselement der Netzzuverlässigkeit, festhalten zu wollen. Aufgrund veränderter Anforderungen an die Netzbetreiber und an die Qualitätsregulierung solle jedoch auch die sogenannte Energiewendekompetenz als Teilaspekt der Netzleistungsfähigkeit eingeführt und ausgestaltet werden. Außerdem solle neben die vorgenannten Dimensionen der Versorgungsqualität gegebenenfalls noch die Netzservicequalität als neue Dimensionen treten.
- 32 Die Beschlusskammer ging in dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung daher besonders auf den neuen Aspekt der Energiewendekompetenz ein und erläuterte den Hintergrund

⁴ Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie, "Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz", Bonn, 14.10.2024, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-1x4_Q-Reg/Downloads/Eckpunkte.pdf (zuletzt aufgerufen am: 29.05.2026).

hierzu sowie die mögliche Implementierung in die zukünftige Qualitätsregulierung. Der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen befindet sich nach Ansicht der Beschlusskammer in einer Transformation und sehe sich bereits heute neuen Herausforderungen gegenüber. Dazu gehören etwa die erhöhte und dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sowie die erforderliche Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie zum Beispiel Wallboxen und Wärmepumpen.⁵

- 33 In dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung erläuterte die Beschlusskammer zudem das weitere Vorgehen bei vorliegender Methodenfestlegung allgemein und speziell auch in Bezug auf den Aspekt der Energiewendekompetenz. Insgesamt schlug die Beschlusskammer ein schrittweises Vorgehen bei der Implementierung der neuen Qualitätsregulierung vor. Dieses sollte, wie auch schon im Eckpunktepapier NEST angelegt, aus den drei nachfolgenden Stufen bestehen: Datenerhebung, Kennzahlenbildung und gegebenenfalls Schaffung monetärer Anreize.
- 34 Die Beschlusskammer führte weiter zu dem möglichen Zeitpunkt der Einführung der neuen Qualitätsregulierung sowie zum zukünftigen Adressatenkreis aus. Demnach sei die Umsetzung der Qualitätsregulierung nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden und eine Veränderung oder nähere Bestimmungen könnten hier auch während einer laufenden Regulierungsperiode erfolgen. In Bezug auf den zukünftigen Adressatenkreis der Qualitätsregulierung vertrat die Beschlusskammer die Ansicht, dass dieser auszuweiten sei, da die Anforderungen der Energiewende alle Netzbetreiber gleichermaßen betreffen. Dies gelte sowohl im Hinblick auf die Netzzuverlässigkeit, als auch auf die Netzleistungsfähigkeit (einschließlich der Energiewendekompetenz) und die Netzservicequalität.
- 35 Die Beschlusskammer äußert sich im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung ferner zum Erfordernis der erhöhten Transparenz beim Verfahren und bei den Ergebnissen der Anreizregulierung für alle Akteure, die durch die Veröffentlichung bestimmter Daten erreicht werden soll, und nahm dabei Bezug auf neu geschaffenen Regelungen im EnWG. Die Beschlusskammer vertrat hierzu, dass insbesondere die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber hinweg ein geeignetes Instrument sei, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen.
- 36 In Bezug auf die inhaltlichen Schwerpunkte der Regelungsmaterie (Netzzuverlässigkeit,

⁵ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 8.

Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität) hob die Beschlusskammer folgende Punkte zur Diskussion hervor und führte nachstehende Einschätzungen und Absichten aus:

- 37 Bei der Netzzuverlässigkeit sollen demnach die Grundzüge und Definitionen beibehalten und um neue Elemente ergänzt werden. Letzteres betreffe vor allem bestimmte Versorgungsunterbrechungen, die bisher dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ zugeordnet wurden und folglich nicht in die Berechnung der Kennzahlenwerte (SAIDI- beziehungsweise ASIDI-Werte) einfließen. Die Beschlusskammer kündigte in diesem Zusammenhang einen neuen Katalog für die Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „höhere Gewalt“ an, um den veränderten klimatischen Bedingungen und deren Auswirkungen auf die Netzinfrastuktur Rechnung zu tragen (Resilienz).
- 38 Bei der Netzleistungsfähigkeit beabsichtigte die Beschlusskammer den Aspekt der Energiewendekompetenz einzuführen, welcher insbesondere die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und neuer Verbrauchseinrichtungen zum Ziel hat und entsprechende Anreize setzen soll (s. o.). Die Anreize beziehungsweise deren Art und Höhe sollen sich dabei ganz konkret am messbaren Output der Netzbetreiber orientieren. Die dafür maßgeblichen Indikatoren sollen anhand bestimmter relevanter Kriterien (beispielsweise Vollständigkeit sowie Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit) ermittelt werden, wobei aus diesen Indikatoren wiederum Kennzahlen abgeleitet werden sollen.⁶
- 39 In diesem Zusammenhang erläuterte die Beschlusskammer außerdem, dass beispielsweise Geschwindigkeit und Häufigkeit der Herstellung von Netzanschlüssen solche Kennzahlen für eine Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers darstellen können, da hier ein messbarer Output vorliege (im Gegensatz zu anderen möglichen Anhaltspunkten). Sie ging dabei weiter auf Unterschiede bei den verschiedenen Spannungsebenen ein, die Berücksichtigung finden müssten, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten; hierzu schlug sie verschiedene Kategorien vor, für die dann separate Kennzahlen zu bilden seien (jährliche Bildung unter dem Blickwinkel der Schnelligkeit der neuen Netzanschlüsse für erneuerbare Erzeugungsanlagen).
- 40 Die Beschlusskammer hob im Zusammenhang mit der Energiewendekompetenz des Weiteren die Bedeutung der Digitalisierung und Standardisierung hervor. Diese sollen zu einer Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Stromverteilernetze führen, wobei sich die Funktionen

⁶ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S 15 f.

von sogenannten Smart Grids (also solchen Verteilernetzen, die einen hohen Grad an Digitalisierung und Standardisierung aufweisen und bestimmte Funktionen erfüllen beziehungsweise ermöglichen) in betriebsorientierte, marktorientierte und netzorientierte Funktionen unterteilen ließen.⁷ Die quantitative Erfassung der Digitalisierung bzw. ihres aktuellen Standes sei der Ausgangspunkt für eine Bewertung. Unabhängig von den Funktionen des Smart Grids wie auch vom Stand der Digitalisierung biete sich nach Einschätzung der Beschlusskammer zur Operationalisierung die Bildung sogenannter Key Indicators und Key Performance Indicators an, für die gesonderte Kategorien in Frage kämen;⁸ letztlich könne eine Zusammenfassung in einem einzigen Indikator erfolgen, wofür die Beschlusskammer Beispiele nannte. Die Frage der Monetarisierung stelle nach Einschätzung der Beschlusskammer den letzten und anspruchsvollsten Schritt dar. Hierfür gebe es unterschiedliche Ansätze, wobei die Beschlusskammer ein Potenzial dafür sehe, den Stand der Digitalisierung und die *Smart Grids*-Entwicklungen in die Regulierung einzubeziehen. Die Beschlusskammer sah auch hierfür ein schrittweises Vorgehen als sinnvoll an, um eine geeignete Datenbasis und Methodik zu entwickeln, und skizzierte Schritte für ein mögliches Vorgehen.

- 41 Die Beschlusskammer sah in der Abregelung und netzorientierten Steuerung indes keinen geeigneten Indikator für die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers.⁹ Zwar komme grundsätzlich in Betracht, die Häufigkeit von Abregelungen im Redispatch-Prozess und/oder die Steuerungsmaßnahmen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen hierfür heranzuziehen. Redispatch-Maßnahmen würden aber im Rahmen der Effizienzmessung zu berücksichtigen sein und die gleichzeitige Berücksichtigung bei der Qualitätsregulierung dränge sich nicht auf. Ebenfalls solle die Betrachtung von Steuerungsmaßnahmen bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mangels der Vergleichbarkeit der Netzbetreiber in diesem Bereich nicht als Indikator für die Energiewendekompetenz herangezogen werden.
- 42 Mit Blick auf das Kriterium der Standardisierung identifizierte die Beschlusskammer im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung darüber hinaus, dass die große Anzahl an Verteilernetzbetreibern und ihre unterschiedliche Herangehensweise bei der Digitalisierung eine Herausforderung darstelle. In der verstärkten Kooperation von Netzbetreibern und der Vereinheitlichung von Services und Prozessen sehe sie daher deutliche Vorteile auch in Form von Sy-

⁷ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S 18 und Anhang.

⁸ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, Anhang.

⁹ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, 22 ff.

nergieeffekten, um gemeinsame Standards und so insgesamt eine höhere Versorgungsqualität zu schaffen.

- 43 Schließlich erwog die Beschlusskammer im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, mit der Netzservicequalität eine weitere Dimension in die Qualitätsregulierung einzuführen, die darin bislang nicht enthalten ist. Diese Dimension betreffe das Verhältnis zwischen Netzbetreibern und Kunden und träte neben die zu entwickelnden Qualitätselemente der Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit. Da im Bereich des Verhältnisses zwischen Netzbetreiber und Kunden allerdings schon zahlreiche gesetzliche Vorgaben bestünden, um die Netzservicequalität zu fördern, sei das Setzen zusätzlicher Anreize nicht notwendig.¹⁰ In Betracht komme jedoch die Schaffung von mehr Transparenz und Vergleichbarkeit durch die (verpflichtende) Veröffentlichung entsprechender Daten.

3.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung

- 44 Die Beschlusskammer gab allen betroffenen Kreisen und der Öffentlichkeit im Zeitraum vom 14. Oktober 2024 bis zum 29. November 2024 die Gelegenheit zur Stellungnahme.
- 45 Insgesamt gingen in diesem Zeitraum 74 Stellungnahmen bei der Beschlusskammer ein.¹¹ Zu den Stellungnehmenden zählten ganz überwiegend Netzbetreiber, aber auch weitere Akteure der Energiewirtschaft, wie Verbände (zum Beispiel der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW), Landesregulierungsbehörden und weitere Akteure etwa aus der Industrie, Versorger mit erneuerbarer Energie und aus dem Bereich des Verbraucherschutzes. Ein Teil der Stellungnehmenden beteiligte sich bereits an der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST (s. Kapitel I.1.2) und griff die vorgebrachten Argumente erneut auf. Die Stellungnahmen gingen bei verschiedenen Themenschwerpunkten inhaltlich teilweise deutlich auseinander; die Themenschwerpunkte werden im Folgenden dargestellt.

3.2.1 Grundsätzliche Anmerkungen zum Verfahren und den Inhalten

- 46 In den Stellungnahmen wurde die Anpassung der Qualitätsregulierung überwiegend und grundsätzlich begrüßt. Insbesondere befürworteten etliche Stellungnehmende das angedachte schrittweise Vorgehen der Beschlusskammer.¹² Ebenso wurde das getrennte Vorgehen in Bezug auf Strom und Gas begrüßt; vor allem bestehe im Bereich Gas eine besonders hohe Netzzuverlässigkeit, zudem sei die Transformation der Gasnetze abzuwarten und es

¹⁰ Hinsichtlich der betreffenden Regelungen des EnWG: Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 25, 26.

¹¹ Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1047788> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

¹² Zu den Verfahrensschritten: Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, 6 f.

fehle insoweit aktuell an einer belastbaren methodischen Grundlage zur Bemessung in diesem Sektor. Positiv wurde zudem bewertet, dass die Qualitätsregulierung nicht an ein Basisjahr gebunden werden soll. In diesem Zusammenhang sprachen sich einige Stellungnehmende des Weiteren dafür aus, dass die Einführung der neuen Qualitätsregulierung erst im Laufe der fünften Regulierungsperiode erfolgen solle. Bei der Novellierung der Qualitätsregulierung sei ferner auf genaue Definitionen zu achten sowie auf die sorgfältige Entwicklung einer sachgerechten Methodik, die der Qualitätsregulierung zugrunde gelegt werden solle.

- 47 Während die Einführung des Aspekts der Energiewendekompetenz ebenfalls grundsätzlich begrüßt wurde, warf eine Vielzahl der Stellungnehmenden jedoch die Frage auf, ob dieser Aspekt aufgrund beziehungsweise trotz thematischer Überschneidungen nicht eine eigene Säule – separat von der Versorgungsqualität (und damit vom Gegenstand vorliegender Genehmigung) – darstelle und seine Betrachtung beziehungsweise Anwendung so nicht vielmehr unabhängig vom Effizienzvergleich erfolgen müsse; letzteres wurde wohl überwiegend befürwortet. Jedenfalls bildete die Energiewendekompetenz einen Schwerpunkt in den Stellungnahmen, wobei die konkrete Implementierung (weniger die grundlegende Einführung) kontrovers diskutiert wurde.
- 48 Mit Blick auf Anreize und eine Monetarisierung allgemein wurde einerseits vertreten, dass Belohnungen beziehungsweise Vorteile ausreichend seien, um die erstrebten Anreize zu schaffen, und darauf geachtet werden müsse, dass die Technologieneutralität gewahrt werde (zum Beispiel kein Vorrang von Netzanschlüssen für erneuerbare Energien gegenüber neuen Lastanschlüssen), ebenso wie die Freiwilligkeit bei der Standardisierung. Demgegenüber setzten sich andere Stimmen deutlich für die Beibehaltung eines Bonus-Malus-Systems ein und forderten dabei eine Sanktionierung etwa bei Verzögerungen von Netzanschlüssen oder einer hohen Fehlerquote bei der Marktkommunikation.

3.2.2 Adressaten

- 49 Mit Blick auf den zukünftigen Adressatenkreis gingen die Meinungen ebenfalls stark auseinander und lassen sich in die Gruppen Netzbetreiber und beispielsweise der BDEW einerseits sowie Netznutzer, Erzeuger und Verbraucher andererseits unterteilen. Netzbetreiber und andere Stellungnehmende wie etwa der BDEW vertraten in ihren Stellungnahmen die Auffassung, dass die neue Qualitätsregulierung nicht auf die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens ausgeweitet werden beziehungsweise nur Anwendung auf Netzbetreiber mit mehr als 30 000 angeschlossenen Kunden finden solle. Eine Ausweitung gegenüber der aktuellen

rechtlichen Situation käme allenfalls dann in Betracht, wenn ein reines Bonus-System (das heißt keine Malus) etabliert werde, das außerdem optional sein solle. Als Argumente wurden unter anderem angeführt, dass bei kleineren Netzbetreibern oftmals gar nicht die erforderliche Datenqualität vorliege beziehungsweise die Erfassung und Aufbereitung der Daten einen unverhältnismäßig hohen Plausibilisierungsaufwand verursachten. Dies führe dazu, dass sich Netzbetreiber mit wenigen Netzanschlüssen, selbst in dem Fall, dass sie einen Bonus erhalten, dennoch viel höheren Kosten gegenübersehen, die ihnen aus der Umsetzung der Anforderungen aus der Qualitätsregulierung entstünden. Dies sei diskriminierend.

- 50 Die gegenteilige Auffassung in den Stellungnahmen, vertreten etwa durch die LichtBlick SE, den Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (BNE), den Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI) sowie verschiedene Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien, führte an, dass die Energiewende überall stattfinden müsse; teilweise wurde gefordert, das vereinfachte Verfahren daher gänzlich abzuschaffen. Zumindest sei die Qualitätsregulierung für alle Netzbetreiber auf die Dimensionen Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität auszuweiten. Werde auch für die Qualitätsregulierung das vereinfachte Verfahren weiterhin beibehalten, sei jedenfalls die Grenze für die Nichteinbeziehung von Netzbetreibern auf 10.000 angeschlossene Kunden abzusenken.

3.2.3 Daten und Transparenz

- 51 In Bezug auf die Ausführungen der Beschlusskammer zur Erhebung und dem Umgang mit Daten sowie Transparenz insgesamt¹³ begrüßten etliche Stellungnahmen das angedachte Vorgehen (hinsichtlich der Veröffentlichung) und gaben in ihren Stellungnahmen vor allem Vorteile bei Nachvollziehbarkeit, Datenqualität und Akzeptanz an. Die Netze BW GmbH beispielsweise sprach sich dafür aus, sämtliche Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität gemäß § 23b EnWG zu veröffentlichen; dies diene der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Regulierungsentscheidungen, die im Zuge der neuen Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur noch weiter an Bedeutung gewinnen würden. Laut der E.ON SE und der Enpal B.V. soll die Veröffentlichung von Daten zur Versorgungsqualität zudem in nicht-anonymer Form geschehen. Der BNE führte in seiner Stellungnahme dazu aus, dass durch die Veröffentlichung der betreffenden Daten die Schwächen der Netzbetreiber erkennbar würden, was (neben der Qualitätsregulierung, Monetarisierung) ebenso einen starken nicht-monetären Anreiz für sie schaffe. Einige Netzbetreiber und der BDEW äußerten indes, dass eine

¹³ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S 11 f.

Ausweitung über das Beschriebene hinaus (inhaltlich, quantitativ), nicht zielführend sei.

3.2.4 Netzzuverlässigkeit und höhere Gewalt

- 52 Im Hinblick auf die Dimension Netzzuverlässigkeit gab es in den Stellungnahmen, insbesondere zum Störungsanlass der höheren Gewalt, ebenfalls viele Äußerungen von verschiedener Seite (Netzbetreiber, Verbände und Netznutzer, Erzeuger beziehungsweise Verbraucher). Zum angedachten Vorgehen der Beschlusskammer allgemein¹⁴ äußerten die Stellungnehmenden überwiegend Zustimmung. In ihrer Stellungnahme stellte alleine die E.ON SE die zukünftige Berücksichtigung der Netzzuverlässigkeit an sich infrage; die Praxis habe gezeigt, dass die Zahl der Unterbrechungen in Deutschland konstant auf einem sehr guten Niveau sei, (anzureizende) relevante Verbesserungspotentiale seien auch im internationalen Vergleich nicht mehr zu erwarten. Viele Netzbetreiber und der BDEW vertraten hingegen die Auffassung, dass sich die Dimension der Netzzuverlässigkeit seit ihrer Einführung im Jahr 2012 sowie die bisherige Methodik hierzu im Grundsatz bewährt haben. Allerdings wurde vielfach der Strukturparameter der Lastdichte (zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede) infrage gestellt beziehungsweise gefordert, dass weitere gebietsstrukturelle Merkmale, etwa die topografische Lage (aufgrund regional unterschiedlicher Betroffenheit durch Wetterereignisse; so die Netze BW GmbH und Weitere), mit einbezogen werden sollten. Zum Teil wurde ebenso gefordert, auch kürzere Versorgungsunterbrechungen, also auch solche unter drei Minuten, und die konstante Spannungshaltung unter dem Blickpunkt der Netzzuverlässigkeit zu erfassen sei (so der BNE und die LichtBlick SE). Deutliche Kritik beziehungsweise sehr unterschiedliche Auffassungen gab es indes zu der angedachten Vorgehensweise der Beschlusskammer bei der Definition und zukünftigen Handhabung des Störungsanlasses „höhere Gewalt“, zu der sich vor allem etliche Netzbetreiber kritisch äußerten: Das geplante Vorgehen führe zu Fehlanreizen, da das Netz zukünftig auf den Extremfall, also Starkwetterereignisse, auszurichten sei. Dies sei „weder ökonomisch sinnvoll [...] noch gesamtwirtschaftlich nachhaltig, insbesondere in weitläufigen ländlichen Gebieten“ (so die Stadtwerke Andernach Energie GmbH und die Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG). Hier käme es zu einer Verschiebung der Risikotragung für externe Störungen in die Sphäre der Netzbetreiber, wobei diese Ereignisse aber außerhalb ihres Einflussbereichs lägen und (in der Vergangenheit) in ihrem Ausmaß teilweise auch schlicht nicht voraussehbar gewesen

¹⁴ Zur Umsetzung der Netzzuverlässigkeit und Beibehaltung der Grundzüge: Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 13 f.

seien; letztlich würde eine solche Änderung das Verhältnis zwischen Netzkosten und Versorgungsqualität, das ja austariert werden soll, zu Lasten der Kosteneffizienz verschieben (so die WEMAG Netz GmbH). Schließlich führe die vorgesehene Änderung nur scheinbar zu dem bezweckten Bürokratieabbau beziehungsweise würde zwar die behördliche Prüfung (durch die Anpassung des Katalogs für höherer Gewalt) einschränken, was aber zulasten der Netzbetreiber ginge (hohe finanzielle Betroffenheit in den betreffenden Fällen) und unverhältnismäßig sei. Demgegenüber begrüßten nur wenige Stimmen (wie etwa die LichtBlick SE) die beabsichtigten Änderungen in diesem Bereich, die Rechtsklarheit herstellten; dabei sei aber „darauf zu achten, dass die Kriterien für das Vorliegen von höherer Gewalt belastbar sind und nicht zu Verzerrungen führen.“

3.2.5 Netzleistungsfähigkeit, insb. Energiewendekompetenz und Digitalisierung

- 53 In den Stellungnahmen wurde überwiegend Zustimmung zu dem Vorhaben der Beschlusskammer geäußert, den Aspekt der Energiewendekompetenz zu entwickeln und als Teil der Netzleistungsfähigkeit in die Qualitätsregulierung einzuführen. Generell wurde in diesem Zusammenhang vonseiten der Netzbetreiber häufig die Forderung nach einem reinen Bonus-System erhoben; teilweise wurde insoweit die Rechtgrundlage für ein Bonus-Malus-System in Frage gestellt. Zudem erfolgten sehr häufig Hinweise auf regionale beziehungsweise strukturelle Unterschiede bei den Netzbetreibern, welche die Vergleichbarkeit und letztliche Bewertung verschiedener Aspekte zumindest erschwerten oder nicht zuließen. Ebenso häufig erfolgten kritische Anmerkungen mit Blick auf den Zeitrahmen beziehungsweise Anwendungsbeginn der neuen Qualitätsregulierung und die Bewertung der Energiewendekompetenz; die Beiträge verschiedener Netzbetreiber zum Gelingen der Energiewende, die bereits geleistet worden seien oder ganz aktuell erbracht würden, dürften nicht unberücksichtigt bleiben. Zu den Schwerpunkten der Stellungnahmen im Einzelnen:
- 54 Hinsichtlich der Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz¹⁵ gab es vielfach Zustimmung. Die Kriterien im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung seien nach diesen Stimmen grundsätzlich gut gewählt, sachgerecht und vollständig. Die Bedeutung der Vergleichbarkeit wurde in vielen Stellungnahmen hervorgehoben sowie die der Berücksichtigung unterschiedlicher regionaler Gegebenheiten (häufige Forderung). Einige Netzbetreiber wiesen auf ihre, in den für die Versorgungsqualität relevanten Bereichen, schon erbrachten Beiträge zur Energiewende hin und stellten insoweit die Frage nach der

¹⁵ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 15 f.

Zukunftsrelevanz der angedachten Qualitätsregulierung (u. a. der BDEW); denn bis zum Anwendungsfall dürfte, nach ihrer Meinung, bereits ein Großteil der mit vorliegender Festlegung angestrebten Ziele erfüllt sein. Zudem wurde die Forderung nach mehr Technologieoffenheit und Flexibilität erhoben; so könnten Abregelungen im Einzelfall möglicherweise günstiger als der Netzausbau für den Spitzenlastfall sein. Einige Stellungnehmende wiesen darauf hin, dass der Fokus des Eckpunktepapiers Qualitätsregulierung offenbar auf dem Netzanschluss, insbesondere dessen Geschwindigkeit, liege; hier sei aber genauer zu differenzieren, wichtiger sei letztlich der Zeitpunkt der Teilhabe am Markt (Einstieg Direktvermarktung). Genau dafür bedürfe es eines Anreizes und ein entsprechender Indikator solle entwickelt werden. Das Unternehmen LichtBlick SE ging auf die Kritik des BDEW (Zukunftsrelevanz) ein und vertrat die Auffassung, dass die vorgestellten Kriterien im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung auch noch im Jahr 2029 (Beginn der nächsten Regulierungsperiode) und danach relevant sein werden, da auch dann noch neue Netzanschlüsse für erneuerbare Energien erfolgten.

- 55 Der Netzanschluss als möglicher Indikator für die Energiewendekompetenz sei grundsätzlich sinnvoll (so beispielsweise die E.ON SE und der BDEW); dies gelte gemäß den Stellungnahmen einer Vielzahl von Netzbetreibern sowohl mit Blick auf die Anzahl der Netzanschlüsse als auch auf ihre Geschwindigkeit, letzteres sei aber ausschlaggebend. Dennoch machten verschiedene Stellungnehmende auch Verbesserungsvorschläge in Bezug auf die vorgeschlagenen Kennzahlen im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung und äußerten Kritik (u. a. die E.ON SE und die Netze BW GmbH sowie weitere Netzbetreiber). Demnach müsse bei der Ermittlung und Berücksichtigung der Anzahl der Neuanschlüsse pro Jahr und bestimmter Kategorien als Kennzahl sowie der Gesamtleistung aller Neuanschlüsse pro Jahr und bestimmter Kategorien als Kennzahl eine Anpassung erfolgen und zumindest berücksichtigt werden, dass bestimmte Netzbetreiber bereits erhebliche Leistungen beziehungsweise Beiträge zum Gelingen der Energiewende erbracht hätten. Einfache Kennzahlen ließen, nach dem bisherigen Vorschlag der Beschlusskammer, besondere Umstände, regionale und strukturelle Besonderheiten und Unterschiede bei den Netzbetreibern unberücksichtigt. Letztlich spiegle die Anzahl neuer Netzanschlüsse lediglich die eventuell hohe Anzahl von Anfragen wider, nicht aber zwingend die „Fähigkeiten“ eines Netzbetreibers mit Blick auf seine Energiewendekompetenz. Die E.ON SE vertritt insoweit, dass alleine die im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung vorgestellte Kennzahl der durchschnittlichen Anschlusszeit zur Abbil-

derung der Energiewendekompetenz geeignet sei, die Berücksichtigung der Umstände im Einzelfall sei aber auch hier unabdingbar (das heißt der Netz- beziehungsweise Spannungsebene, Anschluss- beziehungsweise Anlagenart, Leistung usw.). Bei den von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kategorien¹⁶ sei deshalb auch zwischen den Anlagenarten genauer zu unterscheiden (Solaranlagen gegenüber Windkraft- und Biogasanlagen sowie Anschluss einzelner Windkraftanlagen gegenüber Windparks), wofür die Netze BW GmbH und weitere Netzbetreiber in ihren Stellungnahmen konkrete Vorschläge unterbreiteten, ebenso wie für die Bildung von Kennzahlen. Im Übrigen wurde auch Kritik an der Einbeziehung von Anlagen nach § 14a EnWG (zum Beispiel Wärmepumpen, Wallboxen und Speicher) geäußert, da hier bereits Netzanschlüsse bestünden, die schlicht administrativ umgestellt und nicht neu eingerichtet werden müssten. Der BDEW schlug hinsichtlich der Geschwindigkeit bei der Herstellung von Netzanschlüssen ferner vor, die einzelnen technischen und administrativen Schritte mit zu betrachten, um äußere Einflussfaktoren (beispielsweise Verfügbarkeit von Installateuren und Material sowie die Dauer von gegebenenfalls erforderlichen behördlichen Genehmigungen) hinreichend berücksichtigen zu können. Das Unternehmen Enpal B.V. vertrat demgegenüber die Auffassung, dass es letztendlich nur auf die tatsächliche Verwirklichung des Netzanschlusses ankommen könne (vollständiger Abschluss aller technischen und administrativen Schritte und/oder Auszahlung der Einspeisevergütung), da Zwischenschritte und Verzögerungen nicht in der Sphäre des Anschlusspetenten lägen. In die Berechnung der Anschlussdauer sei außerdem schon die Wartezeit beim Stellen des Anschlussbegehrens einzubeziehen, da dies, zum Schaden der Petenten, oftmals nicht unmittelbar möglich sei.

- 56 Außerdem äußerten die Stellungnehmenden grundsätzliche Zustimmung zur Aufnahme von Digitalisierung und Smart Grids in die Bewertung der Energiewendekompetenz. Intelligente Netze hätten demnach verschiedene Vorteile (weniger Personaleinsatz, kürzere Reaktionszeiten sowie die mögliche Einhaltung gesetzlicher Vorgaben) und hülften dabei, Prozesse effizient zu gestalten und Netzengpässe zu vermeiden (so etliche Netzbetreiber). Ferner gab es auch Zustimmung zu den vorgeschlagenen Indikatoren, die allerdings noch weitere Aspekte berücksichtigen müssten. Zudem machten etliche Stellungnehmende Anmerkungen zu den vorgeschlagenen Key Indicators und Key Performance Indicators; beispielsweise bedürfe es hier gegebenenfalls keiner festen Grenzwerte, sondern einer flexiblen jährlichen Betrachtung. Des Weiteren sei die Digitalisierung kein Selbstzweck und es solle nur dort digitalisiert

¹⁶ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 15, 16.

werden, wo es sinnvoll und erforderlich ist. Denn ab einem bestimmten Punkt könnten die Kosten den Nutzen übersteigen, wobei dieser Punkt (Schwellenwert) bei Netzbetreibern jedoch unterschiedlich sein könne, weshalb ein direkter Vergleich nicht sinnvoll sei (so aber LichtBlick SE); insgesamt sei ein vorsichtiges Vorgehen angezeigt (so die E.ON SE, Netze BW GmbH und andere Netzbetreiber). In den Stellungnahmen erfolgten zudem Vorschläge zu den Kennzahlen, die Beobachtbarkeit zum Beispiel sei nicht an jeder Stelle vollständig erforderlich (so die Netze BW GmbH). Darüber hinaus seien die Begriffe Digitalisierung und Smart Grids inhaltlich zu trennen und zwischen den Aufgaben des Netzbetreibers einerseits und den Aufgaben des Messstellenbetreibers und der Kunden (beispielsweise die Verwendung von Apps) andererseits zu unterscheiden.

- 57 Wie schon in vorangegangenen Gesprächen und früheren Stellungnahmen äußerten sich viele Stellungnehmende positiv zu der Absicht der Beschlusskammer, die Abregelung und netzorientierte Steuerung nicht bei der Bewertung der Energiewendekompetenz heranzuziehen. Die genannten Gründe hierfür wurden im Wesentlichen, vor allem von Seite der Netzbetreiber und verschiedener Verbände, geteilt und wiederholt. Eine gegenteilige Auffassung kam nur in der Stellungnahme des BNE zum Ausdruck, der bei Redispatch und Abregelungen (bezogen sowohl auf Ein- als auch Ausspeisung) eine Bedeutung für die Qualitätsregulierung sieht (Einschränkungen bei Kunden, die bislang nicht sanktioniert werden; zudem Aspekt der nicht gegebenen Planbarkeit von Maßnahmen der Netzbetreiber).
- 58 Auch mit Blick auf die Standardisierung wurde grundsätzlich Zustimmung zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung geäußert und verschiedene Stellungnehmende stellten in ihren Beiträgen die erwarteten Vorteile heraus. Diese entstünden insbesondere dann, wenn ein brancheneinheitliches System oder ein bestimmter technischer Standard verwendet bzw. hierüber eine Vereinbarung getroffen werde (so etwa die Stadtwerke Elm-Lappwald GmbH, Stadtwerke Springe GmbH und AVU Netz GmbH). So hielt auch beispielsweise die E.ON SE Einzellösungen für ungeeignet; vielmehr seien einzelne, skalierbare Standardisierungsprojekte hilfreich. Hieraus ergebe sich ein Nutzen für die ganze Branche, vor allem kleine Netzbetreiber könnten davon profitieren; die Schaffung von Standards sei wichtig. Laut der Netze BW GmbH seien unterschiedliche Prozesse bei den Netzbetreibern jedoch nicht *per se* ineffizient, diese seien für die einzelnen Netzbetreiber optimiert und passten für sie. Die Verantwortlichkeit für Vereinheitlichung technischer Standards und von Netzbetriebsmitteln liege auch bei anderen, zum Beispiel dem VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik und

Informationstechnik e. V.). Größere Netzbetreiber, die bereits standardisierte Lösungen entwickelt hätten, könnten diese kleineren Netzbetreibern zur Verfügung stellen; diese sollten dann allerdings keine Belohnung (Bonus) für Nutzung dieser Lösungen erhalten, sofern sie ihnen bereits unentgeltlich zur Verfügung gestellt wurden. Viele mittelgroße und kleinere Netzbetreiber stützen das Argument, wonach die Standardisierung kein Selbstzweck sein solle. Jedenfalls sei aus dem jeweiligen Fortschritt eines Netzbetreibers in diesem Bereich kein deutlicher Schluss bezüglich dessen Energiewendekompetenz und der Versorgungsqualität zu ziehen, weshalb die Standardisierung als Indikator hierfür ungeeignet sei. Insbesondere könne der Grad der Standardisierung nicht als Indikator für ein Bonus-/Malus-System herangezogen werden. Ein Teil der Netzbetreiber stand dem Vorschlag der Beschlusskammer jedoch auch positiv gegenüber und hob den Nutzen für alle Netzbetreiber hervor (Kosteneffizienz und Beiträge selbst kleinerer Netzbetreiber möglich). So sei allerdings nicht nur das Engagement einzelner Netzbetreiber, die über mehr Ressourcen verfügten, bei der Entwicklung von standardisierten Lösungen, sondern auch das in Kooperation miteinander Erbrachte zu belohnen. Daher wurden hier Unterkategorien vorgeschlagen, durch welche die Beiträge einzelner Netzbetreiber berücksichtigt werden könnten (beispielsweise „Trendsetter-Kompetenz“, „Harmonisierungskompetenz“ sowie „Kooperationskompetenz“). Die Seite der Erzeuger beziehungsweise Netzkunden forderte mit Verweis auf die Praxis in europäischen Nachbarländern die Schaffung eines einheitlichen Portals. Dessen Nutzung durch Netzbetreiber könne dann der Messung des Merkmals Standardisierung dienen. Zunächst sei aber der aktuelle Stand in diesem Bereich zu erfassen, so LichtBlick SE.

3.2.6 Netzservicequalität

- 59 Zur Netzservicequalität (bislang ungeregt, das Verhältnis zwischen Netzbetreibern und deren Kunden betreffend)¹⁷ äußerten sich ebenfalls mehrere Stellungnehmende. Die Einschätzung der Beschlusskammer, wonach das Setzen zusätzlicher Anreize in diesem Bereich nicht notwendig sei, wurde von Seiten der Netzbetreiber geteilt. Verschiedene Erzeuger beziehungsweise Versorger und deren Verbände (Verbraucher beziehungsweise erneuerbaren Energien) sahen demgegenüber auch hier einen Handlungsbedarf. Die Netzbetreiber wiesen unter anderem darauf hin, dass die Kundenzufriedenheit nur schwer, vor allem ohne Verzerrungen, bewertet werden könne; insbesondere seien Kundenumfragen hierfür ungeeignet.

¹⁷ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 8, 25 f.

Vielmehr brauche es dafür klar abgrenzbare und objektive Kriterien, unabhängig von der subjektiven Wahrnehmung Dritter. Zudem wurde auch die Einschätzung geteilt, dass in diesem Bereich bereits hinreichend Veröffentlichungs- und Berichtspflichten bestehen. Wolle man mehr Transparenz und Vergleichbarkeit schaffen, sei zunächst zu klären, „mit welchen Daten beziehungsweise Indikatoren die Servicequalität [...] objektiv abgebildet werden kann“ (so etwa der BDEW). In diesem Fall (Regelung) müsse zudem das Verhältnis von Aufwand (Kosten) und Nutzen (Kunden) sowie die Praktikabilität allgemein in die Überlegungen eingestellt werden. Die Netze BW GmbH sprach sich zur Bestimmung der Netzservicequalität für die alleinige Kennzahl der Netzanschlussgeschwindigkeit aus; weitere Kennzahlen seien nicht erforderlich. Die Gegenseite in den Stellungnahmen kritisierte die Absicht der Beschlusskammer, bei der Netzservicequalität keine weiteren Anreize zu schaffen, als nicht nachvollziehbar. Zwar bestünden gesetzliche Regelungen in diesem Bereich. Deren Einhaltung sei in vielen Fällen aber mangelhaft und letztlich bestehe nur die Möglichkeit des Rechtswegs beziehungsweise von Missbrauchsverfahren, die aufwendig und langwierig seien. Im Bereich der Standardisierung und Digitalisierung von Netzanschlüssen bestehe sehr wohl noch Regelungsbedarf im Rahmen der Netzservicequalität; als (objektive) Kriterien könnten insoweit beispielsweise die Dauer der Durchführung eines Stromzählerwechsels oder die Reaktionszeit auf Verbraucheranfragen verwendet werden. Das Fehlverhalten von Netzbetreibern bedürfe schließlich der Sanktionierung. Der BNE sprach sich darüber hinaus für eine verschuldensunabhängige Strafzahlung aus, die an Kunden ausgezahlt werden solle, zumal diesen oftmals hohe Kosten durch Verzögerungen entstünden; jedenfalls sei eine Schiedsstelle einzurichten.

4. Beiladungsantrag

- 60 Mit Schreiben vom 29. November 2024 hat die Lichtblick SE einen Beiladungsantrag gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-1#4 (vorliegende Festlegung) gestellt.

5. Datenerhebungsfestlegungen

- 61 Die Beschlusskammer hat auf der Grundlage von § 29 Abs. 1 i. V. m. § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 11 EnWG am 17. März 2025 die Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich (Geschäftszeichen GBK-24-02-1#5, im Folgenden

Datenerhebungsfestlegung 2025) und am 26. Februar 2026 die Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit im Strombereich (Geschäftszeichen GBK-26-02-1#1, im Folgenden Datenerhebungsfestlegung 2026) erlassen. Mit diesen Datenerhebungsfestlegungen hat die Beschlusskammer Regelungen zur Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten einschließlich Umfang, Zeitpunkt und Form, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen beschlossen.

- 62 Ziel war es, mithilfe der erhobenen Daten einen geeigneten Datensatz, geeignete Indikatoren und Kennzahlen zu ermitteln, netzbetreiberindividuelle Kennzahlenwerte abzuleiten und eine Methode zu entwickeln, mit welcher die identifizierten Indikatoren gegebenenfalls auch mit finanziellen Anreizen belegt werden können. Die zu erhebenden Daten, u. a. zu den klassischen Strukturparametern, zur Anzahl und installierten Leistung von angeschlossenen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Anschlusszahlen und -leistungen von Verbrauchseinrichtungen und Speichern, zur Digitalisierung, zentralen Datenerfassung und Webportalen, dienen einer Normierung der für ein Qualitätselement in Betracht kommenden Parameter.
- 63 Die Datenerhebungsfestlegungen regeln die verpflichtende Übermittlung der im Erhebungsbogen zur Qualitätsregulierung enthaltenen Daten durch alle Elektrizitätsverteilternetzbetreiber im Rahmen und in der Form der jährlichen Datenerhebung zum Monitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts.
- 64 Zum 30. April 2025 beziehungsweise 2026, dem Fristende für die Datenübermittlung, hatten lediglich rund 57 Prozent der Netzbetreiber in 2025 und bereits 67 Prozent der Netzbetreiber in 2026 ihre Daten an die Bundesnetzagentur übermittelt. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer wegen des Verstoßes gegen die Verpflichtung zur Datenübermittlung aufgrund der Datenerhebungsfestlegung im Jahr 2025 gegenüber insgesamt 103 Elektrizitätsverteilternetzbetreibern Verwaltungsvollstreckungsverfahren eingeleitet und Zwangsgelder in Höhe von jeweils 10.000 Euro angedroht. Die Festsetzung von Zwangsgeldern ist im Jahr 2025 gegenüber insgesamt neun Netzbetreibern erfolgt. Nach der Durchführung der Verwaltungsvollstreckungsverfahren lag die Quote der Datenübermittlungen im Jahr 2025 bei ca. 98 Prozent. Verwaltungsvollstreckungsverfahren wegen des Verstoßes gegen die Verpflichtung zur Datenübermittlung aufgrund der Datenerhebungsfestlegung im Jahr 2026 sind zum Zeitpunkt des Beschlusses der Festlegung noch nicht eingeleitet worden.

6. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

65 Bereits im Zuge der Erstellung des Eckpunktepapiers zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung und noch vor der formellen Verfahrenseinleitung, führte die Beschlusskammer eine Reihe an Expertengesprächen mit der Branche und Wissenschaft, um sich möglichst früh ein Bild von den unterschiedlichen Vorstellungen zur zukünftigen Qualitätsregulierung zu machen. Nach Veröffentlichung des Eckpunktepapiers am 14. Oktober 2024 diskutierte die Beschlusskammer darüber hinaus im Rahmen von offenen Expertenaustauschen mit unterschiedlichen Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren vor Ort in Bonn mit der Möglichkeit der digitalen Teilnahme, um eine frühzeitige Einbeziehung in den Prozess zu ermöglichen. Von diesem Angebot der Expertenaustausche haben jeweils zahlreiche Branchenvertreter Gebrauch gemacht. Die jeweiligen Präsentationen und Chatverläufe wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.¹⁸

6.1. Expertenaustausch vom 29. Oktober 2024

66 Am 29. Oktober 2024 veranstaltete die Beschlusskammer einen ersten Expertenaustausch mit Vertretern des BDEW, des BNE, des ZVEI e. V. (Verband der Elektro- und Digitalindustrie, ZVEI) sowie der Constructor University Bremen. Anlass des Austausches war insbesondere die Veröffentlichung des Eckpunktepapiers Qualitätsregulierung der Beschlusskammer am 14. Oktober 2024 (vgl. Kapitel I.3). Gemeinsam mit Vertretern der Branche diskutierte die Beschlusskammer zu den im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung getroffenen Überlegungen zur Energiewendekompetenz als Netzleistungsfähigkeit, zu möglichen Indikatoren der Energiewendekompetenz und zu offenen Fragen hinsichtlich einer Netzservicequalität.

67 Zunächst erläuterte das Konsortium aus der E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge) und der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH), das gutachterlich für die Beschlusskammer tätig war (vgl. Kapitel I.7), das geplante methodische Vorgehen innerhalb des beauftragten Gutachtens¹⁹ (im Folgenden: E-Bridge Gutachten 2025). Im Hinblick auf die Energiewendekompetenz sollten umsetzbare Vorschläge für ein auf Indikatoren basierendes Anreizsystem entwickelt werden. Zugleich sollte geprüft wer-

¹⁸ Expertenaustausche zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 1-4, Bonn, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1073236> (zuletzt aufgerufen am: 04.09.2025).

¹⁹ E-Bridge, FGH, "Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze", Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 31.07.2025, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1073238> (zuletzt aufgerufen am: 29.05.2026).

den, ob die Einführung der Servicequalität in der Qualitätsregulierung sinnvoll und theoretisch möglich ist und durch welche Indikatoren sie abgebildet werden kann.

- 68 Der BDEW stellte in seinem Impulsvortrag Anreizmechanismen für die Energiewendekompetenz aus Sicht des Verbandes dar. Hinsichtlich möglicher Indikatoren für die Energiewendekompetenz schlug der Verband vor, auch die Zukunftsfestigkeit und die Technologieneutralität als Kriterien zu berücksichtigen. Der Verband führte zudem kritisch an, dass die Anzahl und Leistung der Netzanschlüsse nicht zwingend durch die Netzbetreiber beeinflussbar seien und eine Berücksichtigung als Kennzahlen daher nicht zielführend sei.
- 69 Der ZVEI stellte in einem Impuls seine Ansichten zur Definition der Energiewendekompetenz vor. Die Veränderungen in der gesamten Energiekette von der Erzeugung, über das Stromnetz bis hin zum Verbrauch müssten aufeinander abgestimmt sein, um Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit weiterhin zu gewährleisten. Dazu bedürfe es eines Verständnisses des Zusammenspiels verschiedener Kompetenzen wie die Etablierung eines konsistenten Datenökosystems und den vorausschauenden Ausbau und Betrieb der Infrastrukturen unter optimaler Ausnutzung der Ausbauressourcen.
- 70 Auch die Constructor University Bremen stellte im Rahmen des Expertenaustauschs Anmerkungen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung vor. Zu dem Thema Netzanschluss wurde die Frage aufgeworfen, ob anstatt der Anzahl der tatsächlich hergestellten und in Betrieb genommenen Netzanschlüsse es nicht sinnvoller sei, die Bewertung der Anschlussdauern als besser beeinflussbares Kriterium einzubringen. Das Kriterium der Netzservicequalität solle breiter gefasst werden und nicht mehr nur das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Kunde, sondern auch jenes zwischen Netzbetreiber, Kunde und Stakeholder betrachten.
- 71 Der BNE sah insbesondere Anpassungsbedarf des Kriteriums der höheren Gewalt bei der Netzzuverlässigkeit. Grundsätzlich müsse aber auch der Begriff Energiewendekompetenz entwickelt werden. Dabei sei auch die Perspektive der Nutzer zu berücksichtigen. Zur Digitalisierung trug der Verband noch keine abschließende Einschätzung vor, sie dürfe jedoch kein Selbstzweck sein. Die Netzservicequalität sei insbesondere ein wichtiges Kriterium für alle Marktparteien, die nicht Netzbetreiber sind.

6.2. Expertenaustausch vom 29. Januar 2025

- 72 In einem zweiten Austausch am 29. Januar 2025 diskutierte die Beschlusskammer mit Expertinnen und Experten weiterhin vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des Eckpunktepapier

piers Qualitätsregulierung insbesondere vertieft zu möglichen Indikatoren für die Energiewendekompetenz.

- 73 Dazu stellte der BDEW den aus Sicht des Verbandes aktuellen Diskussionsstand vor. Im Hinblick auf die Energiewendekompetenz solle aus dem Zusammenspiel zwischen Betroffenheit und Kompetenz ein Indikator entwickelt werden. Wie bereits im ersten Expertenaustausch seitens des Verbandes vorgeschlagen, sollte auch auf die Kriterien Zukunftsfestigkeit und Technologieoffenheit eingegangen werden. Hinsichtlich der Betroffenheit schlug der Verband vor, diese anhand des Zubaus an energiewenderelevanten Entnahmelasten, der Messung der Quote der Erzeugung zur Netzlast und der Messung der Rückspeisungen zu ermitteln. Im Hinblick auf die im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kategorien zur Geschwindigkeit und Häufigkeit der Herstellung von Netzanschlüssen durch die Netzbetreiber trug der Verband vor, dass PV-Anlagen als eigenständige Kategorie zu betrachten seien. Grund dafür sei, dass hier von wesentlich schnelleren Anschlussprozessen auszugehen sei, als bei sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Grundsätzlich vertrat der Verband die Position, dass geeignete Indikatoren für die Energiewendekompetenz nur durch ein Zusammenspiel von Kennzahlen zu ermitteln seien. Es gäbe keine allgemein gültige Lösung, da die Netzbetreiber unterschiedliche Herausforderungen und damit auch unterschiedliche Lösungen finden müssten.
- 74 Für den Energiekonzern E.ON SE stellte das Gutachterkonsortium bestehend aus Consentec GmbH (Consentec) und PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PWC) in einem Impulsvortrag ihre Überlegungen aus dem von E.ON beauftragten Gutachten²⁰ vor, wie ein Leistungs- und Skalierungselement zur Steigerung und Beschleunigung der Energiewendekompetenz führen könnte (im Folgenden: Gutachten Leistungs- und Skalierungselement). Die Energiewendekompetenz sei zwar ein zentraler Bestandteil der Energiewendetransformation, doch der Aufbau dieser Kompetenz müsse aktiv und dauerhaft gefördert werden, um Beschleunigungspotenziale und ein volkswirtschaftliches Optimum erreichen zu können. Es wurde vorgeschlagen, dass aktiv gestaltende Netzbetreiber stellver-

²⁰ PWC, Consentec "Leistungs- und Skalierungselement - Ein innovatives Regulierungsinstrument zum branchenweiten Aufbau von Energiewendekompetenz durch Kooperation und Standardisierung für eine volkswirtschaftlich effiziente Beschleunigung der Energiewende", Gutachten im Auftrag der E.ON SE, Essen, 26.08.2025, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/09_2025/10_09_2025/6_Vorstellung_Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

trete für die Branche skalierbare Standardisierungs- und Kooperationsprojekte zur branchenweiten Entwicklung von Energiewendekompetenz entwickeln sollten. Die seitens der Beschlusskammer im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung vorgeschlagenen Ansätze zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung auf Kennzahlenbasis seien datenbasiert und damit vergangenheitsbezogen. Ansätze mithilfe eines Leistungs- und Skalierungselements könnten im Nachgang durch Kennzahlen bewertet werden. Es bestünde damit die Möglichkeit, Kennzahlen-Ansätze entbehrlich zu machen und dadurch eine Vereinfachung der Regulierung herbeizuführen.

6.3. Expertenaustausch vom 8. Juli 2025

- 75 Am 8. Juli 2025 fand ein dritter Expertenaustausch statt, dessen Schwerpunkt auf dem Thema Digitalisierung und Standardisierung lag. Die Beschlusskammer stellte zunächst ihre Analysen und bisherigen Ergebnisse mit Blick auf den sogenannten Digitalisierungsindex dar. Der Austausch beinhaltete zudem Präsentationen zweier Netzbetreiber, der Schleswig-Holstein Netz GmbH sowie der Naturenergie Netze GmbH, und eine Präsentation der Netznutzerseite (Enpal B.V, Sonnen GmbH, 1KOMMA5° GmbH). Die Vorträge der Netzbetreiber dienten der Information und dem Austausch von „Best Practice“ im Bereich der Digitalisierung und im Fall der Netzkundenseite vor allem der Beschreibung aktueller Probleme und Lösungsmöglichkeiten. Die Vorträge wurden unter Beteiligung der online Teilnehmenden diskutiert.
- 76 Die Schleswig-Holstein Netz GmbH stellte die bisherigen Bemühungen und Erfolge des Unternehmens im Bereich Digitalisierung vor. Die hohen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und Stromexporte aus Schleswig-Holstein seien für sie eine besondere Herausforderung. Der Vertreter der Schleswig-Holstein Netz GmbH ging auf die technischen Möglichkeiten ein, die es bereits gibt und die von ihr genutzt werden. Er betonte dabei das sogenannte NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau). Netzausbau ließe sich durch schlaues Steuern und die Nutzung von IT-Tools reduzieren. So habe das Unternehmen ein Freileitungs-Monitoring sowie ein Auslastungs-Monitoring etabliert. Während das Freileitungs-Monitoring vor allem die technische Betrachtung des Netzes und seiner Anlagen betreffe und hier u. a. Wetterdaten von Bedeutung seien, betreffe das Auslastungs-Monitoring den smarten Einsatz bestehender technischer beziehungsweise IT-Lösungen zur Netzsteuerung und für Prognosen. Letztere spielten eine wichtige Rolle, weshalb es dringend erforderlich sei, über die notwendigen Daten zu verfügen. Insgesamt hob der

Vertreter der Schleswig-Holstein Netz GmbH daher die Bedeutung von Daten sowie das Erfordernis von Digitalisierung, Automatisierung und Standardisierung hervor. Dies gelte auch für die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern, den Erfahrungsaustausch sowie die gegenseitige Unterstützung. Im Übrigen spiele auch die Ausspeiseseite (E-Mobilität, Wärmepumpen, Ladestationen) zunehmend eine Rolle. Sie sei daher, entsprechend der Prozesse auf der Einspeiseseite, mitzudenken und ebenfalls durch moderne Tools zu steuern.

77 Die Naturenergie Netze GmbH stellte ebenfalls die bisherigen Bemühungen und Erfolge des Unternehmens im Bereich der Digitalisierung, aber auch im Bereich der Versorgungsqualität im Allgemeinen vor. Die Herausforderungen des Unternehmens lägen für sie (im Unterschied zur Schleswig-Holstein Netz GmbH) mehr im Bereich des Netzan Anschlusses von Solar- und Wasserkraftanlagen. Schlichte und pragmatische Lösungen seien oftmals die besten, so der Vertreter des Unternehmens. Denn es seien auch die Kosten für die Netzbetreiber im Blick zu halten und Digitalisierung sei kein Selbstzweck. Sie solle dort geschehen, wo es tatsächlich ein Nutzen gegenüber einem analogen Vorgehen gebe. Jedenfalls seien die Prozesse beim Netzan schluss zu ändern; das Unternehmen erkenne hier einen Schwerpunkt beim Thema Einspeisungen (und weniger ausspeiseseitig). Einen großen Nutzen brächten dem Unternehmen die automatisierte Störungsbeseitigung und ein digitalisiertes Netzan schlussportal. Die automatisierte Störungsbeseitigung ermögliche, dass sich Techniker um die eigentliche Störungsbeseitigung kümmern und nicht etwa um Kommunikation und Transparenz. Das Tool sei ein passendes Beispiel für gute Kommunikation, da der vergleichsweise geringe Aufwand beim Unternehmen eine große Wirkung habe. Das digitale Netzan schlussportal lasse eine Anmeldung für alle Spannungsebenen zu. Ohne ein solches Portal sei die Menge der Netzan schlussbegehren im Bereich der erneuerbaren Energien für das Unternehmen gar nicht mehr handhabbar. Auch in den Bereichen Messung und Vergütung sei zukünftig die Digitalisierung sinnvoll.

78 Zum Thema Monetarisierung äußerte sich der Vertreter der Naturenergie Netze GmbH ebenfalls. Demnach sei die Einführung eines einfachen Punktesystems sinnvoll; die Monetarisierung könne über einen pauschalen Aufschlag auf die Erlösobergrenze erfolgen. Letztlich käme es (bezogen auf Störungen) auf zwei Fragen an: Hat der Netzbetreiber ein Störungsportal (absolute Bewertung) und wie schnell ist er bei der Störungsbeseitigung (relative Bewertung)? Höhere Kosten für die Netznutzer würden durch besseren Service ausgeglichen und akzeptiert, so die Erfahrung und Erwartung.

79 Im Vortrag der Netznutzerseite wurde auf die Probleme beim Netzanschluss, die erheblich seien, und auf den Erhebungsbogen der Beschlusskammer eingegangen. Der Erhebungsbogen adressiere zwar viele wichtige Themen und die Herausforderungen seien auch allen Akteuren bekannt. Selbstauskünfte und -einschätzungen der Netzbetreiber seien in verschiedener Hinsicht aber schwierig und ergäben kein gutes beziehungsweise belastbares Bild. Daher sollten subjektiv zu beantwortende Fragen zurückgestellt oder ganz ausgegliedert werden. Mit Blick auf den Netzanschluss und dessen Geschwindigkeit ergebe sich ein sehr heterogenes Bild, das insgesamt aber nicht zufriedenstellend sei (Analyse und Darstellung der Netzbetreiberleistung durch die Netznutzerseite). Die Fülle an Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien könne von den Netzbetreibern aktuell nicht vollständig integriert werden. Ein Problem stellten dabei vor allem Stromspitzen aus Solaranlagen dar. Es ergebe sich auch eine sehr breite Spanne bei Netzanschlüssen und dem Digitalisierungsgrad der Netzbetreiber, wobei sich Stärken oder Schwächen nicht unbedingt bestimmten Gruppen (zum Beispiel große oder kleine Netzbetreiber) zuordnen ließen. Insgesamt müsse die Frage gestellt werden, warum einige Netzbetreiber in diesen Bereichen deutlich besser seien als andere. Zunächst müsse auf die (digitale) Fertigstellung, das heißt die tatsächliche Betriebsbereitschaft, abgestellt werden; nicht etwa auch den physischen/technischen Anschluss. Zum anderen solle an einem Bonus-Malus-System festgehalten beziehungsweise ein solches neu etabliert werden. Hiervon gingen deutliche Impulse in Richtung der Netzbetreiber aus. Vom Vortragenden und verschiedenen Teilnehmenden wurde insoweit vorgebracht, dass die Einhaltung gesetzlicher Vorschriften selbstverständlich sei und nicht zu einem Bonus führen sollte. Vielmehr sei ein Malus erforderlich, sollten sie nicht eingehalten werden.

6.4. Expertenaustausch vom 10. September 2025

80 Am 10. September 2025 fand ein vierter Expertenaustausch statt, dessen Schwerpunkt auf der Vorstellung und anschließenden Diskussion des seitens der Beschlusskammer in Auftrag gegebenen E-Bridge Gutachtens 2025 zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Servicequalität für die Stromverteilernetze lag. Das Gutachten der E-Bridge und der FGH wurde im Nachgang des Expertenaustausches auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gemeinsam mit einem Einordnungspapier der Beschlusskammer zu dem Gutachten veröffentlicht.²¹

81 Im ersten Teil der Veranstaltung stellte ein Vertreter des gutachterlichen Konsortiums von

²¹ Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/1073238> (zuletzt aufgerufen am: 02.06.2026).

E-Bridge und FGH die im Gutachten ermittelte Methodik sowie Ergebnisse vor. Ziel des Gutachtens sei es gewesen, Energiewendekompetenz in einen wirkungsvollen Anreizrahmen zu übersetzen. Dafür sei anknüpfend an die Definition der Beschlusskammer zur Energiewendekompetenz aus dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung ein outputorientierter Ansatz mithilfe geeigneter Indikatoren entwickelt worden. Betrachtet werden sollte die Menge erfolgreich angeschlossener Anlagen sowie die Geschwindigkeit der Netzintegration. Diese Indikatoren sollen durch belastbare Kennzahlen operationalisiert werden. Zudem wurde im Zusammenhang mit der Energiewendekompetenz auch auf die Rolle der Digitalisierung verwiesen. Die Netzservicequalität hingegen habe im Vergleich zur Energiewendekompetenz und zur Digitalisierung eine nicht vergleichbare wirtschaftliche Hebelwirkung und solle dementsprechend vorerst als Teil des Regulierungssystems zurückgestellt werden. Um den Beitrag eines Netzbetreibers zur Energiewende auch monetär abzubilden, könne der Output über einen Monetarisierungsfaktor bewertet werden.

82 Nach Vorstellung des Gutachtens folgte eine vorläufige Einordnung des Gutachtens seitens der Beschlusskammer. Die Beschlusskammer wies insbesondere darauf hin, dass die seitens der Beschlusskammer erhobenen Daten bei den Netzbetreibern maßgeblich zu der Entwicklung der Indikatoren und Kennzahlen zur Energiewendekompetenz beigetragen haben. Lediglich anhand der Daten könnten die Ergebnisse aus dem Gutachten gerechnet und eingeordnet werden. Im Hinblick auf die Digitalisierung merkte die Beschlusskammer an, dass sie von geringfügigen Unterschieden zur Berechnungslogik innerhalb des Gutachtens ausgehe. Sie stimmte dem Ergebnis des Gutachtens zu, dass die Netzservicequalität zwar grundsätzlich an Bedeutung gewinne, im Vergleich zur Energiewendekompetenz und Digitalisierung aber eine deutlich geringere wirtschaftliche Hebelwirkung aufweise. Hinsichtlich einer möglichen Monetarisierung seien noch Diskussionen und Überlegungen innerhalb der Beschlusskammer zu führen. Insbesondere werde noch geprüft, ob und wann eine Monetarisierung sinnvoll sei.

83 Die Veranstaltung wurde ergänzt um zwei Vorträge aus der Branche. Dabei stellten Vertreter der Unternehmen N-ERGIE Netz GmbH und der Allgäu Netz GmbH & Co. KG ihre Sicht aus der Praxis in Bezug auf ihre Energiewendekompetenz vor. Die Unternehmen stellten dar, welche Rolle die Energiewende in der jeweiligen Unternehmensstrategie spielt, welche Maßnahmen dafür eingesetzt werden und welche Hindernisse dabei zu überwinden sind.

84 N-ERGIE Netz GmbH wies darauf hin, dass das Netzgebiet des Unternehmens ein „Hotspot“

der Energiewende sei und dass das Stromverteilernetz aufgrund dessen erheblich umzugestalten sei. Insbesondere der starke Anstieg der Netzanschlussanfragen für erneuerbare Energien und der Zubau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen führe zum zwingenden Umbau des Netzes. Eine Maßnahme des Unternehmens zur Begegnung der Herausforderungen der Energiewende sei die Einführung eines Programms „Fit für die Energiewende“. Ziel des Programms der N-ERGIE Netz GmbH sei es, Netzplanung und Investitionen zu verbessern, Netzausbau zu beschleunigen, Netzführung weiterzuentwickeln, die Digitalisierung voranzubringen, effiziente Netzanschlüsse zu ermöglichen und Impulse für Veränderungen der Rahmenbedingungen zu geben. Ergebnisse des Programms seien eine deutliche Anhebung des Investitionsbudgets des Unternehmens für Investitionen in das Stromverteilernetz sowie die Digitalisierung und teilweise Automatisierung des Netzanschlussprozesses durch die Einführung eines Online Portals.

- 85 Auch die Allgäu Netz GmbH & Co. KG wies darauf hin, dass der Anstieg an erneuerbaren Energien einen Netzausbau erforderlich mache und stellte insbesondere für das Zieljahr 2030 die Anzahl neu zu errichtender Anlagen und die Länge des auszubauenden Netzes dar. Eine Herausforderung des Unternehmens sei beispielsweise auch der Umgang mit dem deutlichen Anstieg von Anfragen für den Netzanschluss von Großbatteriespeichern. Eine Umsetzung der angefragten Anschlussleistung sei im derzeitigen Netz nicht möglich. Bei dem erforderlichen Ausbau an Großspeichern sieht die Allgäu Netz GmbH & Co. KG Grenzen, und zwar in operativer und regulatorischer Hinsicht. Aus ihrer Sicht müssen Investitionen sich regulatorisch lohnen. Ein Ansatz sei, Vereinbarungen zu netzneutraler Fahrweise auf Grundlage des Positionspapiers der Bundesnetzagentur zur Erhebung von Baukostenzuschüssen von 2024 gemeinsam mit den Betreibern von Großspeichern zu treffen. Die Umsetzung der in § 14a EnWG verankerten Verpflichtungen generiere zudem einen besonders hohen Aufwand und sei aus Sicht des Unternehmens nur eine kurzfristige Notlösung. Empfehlenswert sei langfristig die Einführung eines Anreizsystems, das weniger Steuerung belohne. Zudem wies das Unternehmen darauf hin, dass begrenzte IT- und Personalressourcen eine Herausforderung bei den Umsetzungen zur Energiewende darstelle.

86 Der vierte Expertenaustausch endete mit einer Vorstellung des seitens der E.ON SE in Auftrag gegebenen Gutachtens²² zum sogenannten Leistungs- und Skalierungselement, dessen zugrunde liegenden Überlegungen bereits Diskussionsthema im von der Beschlusskammer durchgeführten Expertenaustauschs am 29. Januar 2025 war. Anknüpfend an diesen Austausch trugen Vertreter des Gutachterkonsortiums von Consentec GmbH und der Pricewaterhouse Coopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PWC) vor, dass ein outputorientierter Ansatz in der Qualitätsregulierung Kooperationen zwischen Netzbetreibern hemme. Die Förderung ausgewählter Leistungen von einzelnen Netzbetreibern, den sogenannten Leistungserbringern, hingegen würde den Anreiz stärken, entwickelte Lösungen allen Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen. Bei der Auswahl dieser Leistungserbringer sei eine gezielte Vergabe im Vergleich zur Ausschreibung oder dem Marktprinzip vorzugswürdig. Für die Leistungserbringer solle ein wirtschaftlicher Anreiz in Aussicht gestellt werden, dieser könne in Höhe eines Anteils am erwarteten volkswirtschaftlichen Nutzen der Lösung dimensioniert werden. Genannt wurde dazu ein Richtwert von 25 Prozent.

6.5. Sonstige Eingaben

87 Bei der Beschlusskammer gingen auch nach der Konsultation des Eckpunktepapiers Qualitätsregulierung (s. o., Kapitel I.3) weitere Stellungnahmen verschiedener Marktakteure ein, die überwiegend in Zusammenhang mit den Inhalten der vorgenannten Expertenaustauschen standen und sich insbesondere auf das von der Beschlusskammer beauftragte E-Bridge Gutachten 2025 bezogen. Eine Stellungnahme betraf dabei die zukünftige methodische Herangehensweise bei der Netzzuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen und höhere Gewalt; alternativer Vorschlag zur Erfassung und Bewertung). Weitere Stellungnahmen äußerten kritisch, die zukünftige Qualitätsregulierung liefere keine Leistungsanreize für die Netzbetreiber, da lediglich Sanktionen gegenüber den Netzbetreibern angedacht seien. Der Schwerpunkt der übrigen Stellungnahmen lag indes auf der Energiewendekompetenz sowie der Bewertung der Digitalisierung. Die Stellungnahmen wiederholten diesbezüglich teilweise Argumente aus dem Expertenaustausch vom 10. September 2025 (s. o., Kapitel I.6.4) und/oder aus früheren Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung (s. o.,

²² PWC, Consentec "Leistungs- und Skalierungselement - Ein innovatives Regulierungsinstrument zum branchenweiten Aufbau von Energiewendekompetenz durch Kooperation und Standardisierung für eine volkswirtschaftlich effiziente Beschleunigung der Energiewende", Gutachten im Auftrag der E.ON SE, Essen, 26.08.2025, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/09_2025/10_09_2025/6_Vorstellung_Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

Kapitel I.3). In einer der Stellungnahmen wurde vorgetragen, die Steuerungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen durch die Verteilernetzbetreiber solle als Bestandteil der Qualitätsregulierung in der bevorstehenden fünften Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

6.5.1 Netzzuverlässigkeit

- 88 Mit ihrer E-Mail vom 26. September 2025 übermittelte die Netze BW GmbH der Beschlusskammer ein sogenanntes Diskussionspapier zur „Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung: „MED-Methode“ (MED = Major Event Days) zur Definition extremer Störungsereignisse“.²³ Die Netze BW GmbH schlägt darin zu Vermeidung von Abgrenzungsschwierigkeiten bei Fällen höherer Gewalt eine Abkehr von der bisherigen methodischen Praxis und stattdessen die Verwendung der MED-Methode vor. Die Grundidee der MED-Methode bestehe darin, extreme Wetterereignisse und die durch sie hervorgerufenen Versorgungsunterbrechungen auf Grundlage einer netzbetreiberindividuellen statistischen Analyse der historischen Störungsereignisse zu erfassen. Die Netze BW GmbH sieht in der aktuellen (und nach vorliegender Festlegung modifiziert fortzusetzenden) Praxis eine ungeeignete Herangehensweise, da starre und unpassende Grenzwerte pauschal auf unterschiedliche Fälle angewendet würden, besondere Umstände im Netz und regionale Besonderheiten blieben dabei nicht hinreichend berücksichtigt und es fehle an einer netzbetreiberindividuellen Betrachtung, die aber erforderlich beziehungsweise vorteilhafter sei. Die überkommenen Schwellenwerte entwickelten sich nicht gemäß den Anforderungen des Klimawandels und – was Stürme und Orkane anbelange – könnten Windgeschwindigkeiten aufgrund der unterschiedlichen Dichte der Wetterstationen regional nicht korrekt erfasst werden.
- 89 Bei der von der Netze BW GmbH vorgeschlagene MED-Methode geht es letztlich darum, statistische Ausreißer bei den einzelnen Netzbetreibern zu identifizieren, die aufgrund ihrer starken Abweichung vom Mittel des betreffenden Netzbetreibers ausnahmsweise von der Ermittlung der netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte ausgenommen werden sollen. Es handelt sich dabei um eine abstrahiert-generelle Betrachtung und Einbeziehung aller aufgetretenen Störungen, welche den konkreten Grund der jeweiligen Unterbrechung unberücksichtigt lässt; maßgeblich ist danach vielmehr, ob es sich um einen (nicht vorwerfbaren, weil offensichtlich seltenen oder „untypischen“) Ausreißer handelt. Die Netze BW GmbH

²³ Rührnößl, Ulrich; Görlich, Roland "Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilernetzbetreiber", E-Control Working Papers No. 01/2014, Wien, 2024, S.24; Netze BW GmbH, Diskussionspapier "Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung: "MED-Methode" zur Definition extremer Störungsereignisse", Stuttgart, 09.2025.

geht im Diskussionspapier auch auf unstrittige Schwächen der Methode ein (Schwellenwertbestimmung oftmals problematisch, da viele und weit zurückreichende Tageswerte pro Netzbetreiber erforderlich sind, die bei Netzbetreibern mit wenigen Unterbrechungen naturgemäß nicht in hinreichender Dichte vorhanden sind) und macht Vorschläge, wie diese zu beheben sind (gewissermaßen Vergleich mit der „*Peer group*“, das heißt mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern und Hinzunahme von gebietsstrukturellen Variablen). Die Netze BW GmbH führt zudem an, dass die MED-Methode zum Teil auch im EU-Ausland sowie in anderen Staaten angewendet werde und insoweit anerkannt und praxisbewährt sei.

6.5.2 Energiewendekompetenz und Digitalisierung

90 Mit E-Mail vom 13. Oktober 2025 übermittelte die Netze BW GmbH der Beschlusskammer außerdem eine „Stellungnahme zum Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für Stromverteilernetze und dem zugehörigen Einordnungspapier der Bundesnetzagentur“²⁴, in der sie u. a. in Bezug auf die „Outputgrößen“ und finanzielle Anreizung auch auf ihre frühere Stellungnahme vom 29. November 2024 verwies. Die Definition der Energiewendekompetenz der Gutachter decke sich nicht vollständig mit dem Verständnis der Netze BW GmbH, zudem machte sie in ihrer Stellungnahme kritische Anmerkungen zu verschiedenen Aspekten der Energiewendekompetenz und der vorgeschlagenen Methodik der Gutachter (Indikatoren, Kennzahlen und Anreizsystem). Nach dem Verständnis der Netze BW GmbH gehe es im Kern darum, dass ein Netzbetreiber sein Energieversorgungsnetz gemäß den gesetzlichen Vorgaben (EnWG) sicher, zuverlässig, leistungsfähig und diskriminierungsfrei betreibe, warte und optimiere – auch unter den Herausforderungen der Energiewende (zum Beispiel Zubau erneuerbarer Energien, zunehmende Lasten). Letztlich ausschlaggebend und daher allein (finanziell) anzureizen sei die Dauer des Netzanschlusses. Dabei sei indes das Diskriminierungsverbot zu beachten, es sei nicht Aufgabe des Netzbetreibers zu beurteilen und zu priorisieren, welche Art von Anschlüssen in welchem Maß der Energiewende dienen. Insbesondere sei eine Kopplung an die CO₂-Vermeidung nicht sachgerecht, da sie vom Netzbetreiber nicht steuerbar sei. Die Monetarisierung solle vielmehr auf der tatsächlich verkürzten Dauer des Netzanschlusses multipliziert mit der Anzahl der Anschlüsse beruhen; dieses Verfahren sei transparenter, technologieun-

²⁴ Netze BW GmbH, „Stellungnahme zum Gutachten der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für Stromverteilernetze und dem zugehörigen Einordnungspapier der Bundesnetzagentur“ vom 13.10.2025.

abhängig und rechtlich besser umsetzbar. Zudem sei die im E-Bridge Gutachten 2025 vorgenommene Eingrenzung der Energiewendekompetenz auf bestimmte Verbraucher und Erzeugungstechnologien diskriminierend und führe zu verzerrten Anreizen.

- 91 Während die Dreiteilung des E-Bridge Gutachtens 2025 (inputorientierter Digitalisierungsindex, outputorientierte Kennzahlen, Anreizung) grundsätzlich nachvollziehbar sei, müsse aber die Auswahl der outputorientierten Indikatoren und die Ermittlung der Kennzahlen überdacht werden; eine Beurteilung könne erst erfolgen, wenn die relevanten Daten vorlägen. Die Anzahl zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungsanlagen sei durch die Netzbetreiber kaum beeinflussbar, da sie von externen Faktoren (Netzgröße, Struktur, Anschlussverpflichtung) abhängen; insbesondere der Indikator „zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen“ spiegele daher eher äußere Rahmenbedingungen als tatsächliche Netzkompetenz wider. Insgesamt müssten die vorgeschlagenen Indikatoren weiter verbessert werden. Es fehle zudem ein wesentlicher Analyseschritt, da Untersuchungen zur Bedeutung relativer Struktureigenschaften (gebietsstrukturelle Parameter) gar nicht oder nur unzureichend berücksichtigt würden. Mit Blick auf die Digitalisierung (Digitalisierungsindex) ist die Netze BW GmbH der Meinung, dass ein hundertprozentiger Digitalisierungsgrad in allen Bereichen aus Kosteneffizienzgründen nicht immer sinnvoll sei, da mehr Digitalisierung ab einem bestimmten Schwellenwert auch mehr Kosten als Nutzen verursachen könne. Aufgrund unterschiedlicher Netzstrukturen sei ein einheitlicher Schwellenwert für alle Netzbetreiber fraglich. Netzbetreiber sollten deshalb selbst entscheiden können, wie viel Digitalisierung in ihrer Situation effizient ist; zum Beispiel könne eine geringe Digitalisierungsquote ausreichend sein, wenn keine Netzengpässe erwartet werden.
- 92 In einer Stellungnahme des BDEW vom 17. Oktober 2025 kritisiert der Verband zunächst, dass die Erforderlichkeit des im E-Bridge Gutachtens 2025 beschriebenen Regulierungsinstruments der Energiewendekompetenz nicht hinreichend begründet sei. Die im E-Bridge Gutachten 2025 aufgeführten Ergebnisse seien aufgrund der fehlenden Veröffentlichung der dort verwendeten Daten nicht ausreichend nachvollziehbar. Zudem seien die bereits erhobenen Daten von einer hohen Schätzquote geprägt, sodass eine fundierte regulatorische Entscheidung nicht zu erwarten sei. Zu den im E-Bridge Gutachten 2025 vorgeschlagenen Indikatoren der Energiewendekompetenz äußert sich der BDEW dahingehend, dass u.a. die Heranziehung der Umsetzungsquoten bezogen auf EE-Anlagen beziehungsweise Energiewen-

detechnologien und die Netzanschlussdauer große methodische Schwächen aufweisen würden. Die tatsächliche Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber sei nur eingeschränkt, da zahlreiche Faktoren außerhalb ihres Verantwortungsbereichs liegen. Auch die im E-Bridge Gutachten 2025 vorgeschlagene Heranziehung der Umsetzungsquote für Verbrauchseinrichtungen und Speicher wird seitens des BDEW kritisiert. Diese sei mangels Beeinflussbarkeit ungeeignet, um die Energiewendekompetenz von Netzbetreibern zu messen. Zudem berücksichtige das E-Bridge Gutachten 2025 versorgungsstrukturelle Besonderheiten von Netzbetreibern nur unzureichend. Kritik äußert der BDEW auch hinsichtlich des im E-Bridge Gutachten 2025 dargelegten Anreizsystems. Die vorgeschlagene Anreizstruktur sei zu komplex. Insbesondere müsse die Monetarisierung auf Grundlage der CO₂-Einsparung als problematisch angesehen werden, da sie auf Annahmen außerhalb der Einflussnahme des Netzbetreibers basieren. Der BDEW schlägt vor, das Anreizsystem als reines Bonus-System zu gestalten, um Fehlanreize zu vermeiden und sicherzustellen, dass Netzbetreiber für ihre tatsächlichen Beiträge zur Energiewende positiv incentiviert werden. Das im E-Bridge Gutachten 2025 angelegte Anreizmodell, welches die CO₂-Einsparung dem Netzbetreiber und nicht dem Anlagenbetreiber zuschreibt, solle laut BDEW kritisch geprüft werden. Netzbetreiber seien zum diskriminierungsfreien Netzanschluss verpflichtet und dürften keine Priorisierung nach Technologien oder Emissionsminderungen vornehmen. Finanzielle Anreize auf Grundlage vermiedener CO₂-Emissionen könnten bei den Netzbetreibern daher Fehlanreize erzeugen. Hinsichtlich des Vorschlags im E-Bridge Gutachten 2025, Transparenz zum Stand der Digitalisierung der Netzbetreiber über einen Digitalisierungsindex herzustellen, bemängelt der BDEW eine fehlende Transparenz der zugrunde gelegten Berechnungen. Die Ergebnisse seien nicht ausreichend nachvollziehbar dargestellt. Zudem sei die Heranziehung von Mehrfachmittelwerten nicht geeignet, dadurch würde die Aussagekraft der Ergebnisse verwässert werden.

7. Wissenschaftliche Begleitung

- 93 Die festgelegten Methoden müssen nach § 21 Abs. 3, 21a Abs. 2 EnWG den Stand der Wissenschaft berücksichtigen. Zudem besteht grundsätzlich die Verpflichtung nach § 73 Abs. 1b EnWG, dass ökonomische Analysen, die Festlegungen zugrunde liegen, dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.
- 94 Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur die wissenschaftliche Begleitung dieses Festlegungsverfahrens sowie die Erstellung eines Gutachtens ausgeschrieben, das verschie-

dene Fragestellungen zur Versorgungsqualität und deren Regulierung behandelt. Den Zuschlag für die Erstellung des Gutachtens haben die E-Bridge und die FGH erhalten. Das Gutachten mit dem Titel „Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze“ wurde am 17. September 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (im Folgenden E-Bridge Gutachten 2025).²⁵

- 95 Ebenfalls in die Festlegung eingeflossen sind die Erkenntnisse aus den vorausgegangenen Verwaltungsverfahren zur Ermittlung von Qualitätselementen und den im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten Gutachten zur „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ der Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (Consentec) in Kooperation mit der FGH und Frontier Economics Limited vom 20. Oktober 2010²⁶ (im Folgenden: Consentec Gutachten 2010), das Gutachten zur „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ der Consentec GmbH vom 22. Februar 2017²⁷ (im Folgenden: Consentec Gutachten 2017) sowie das „Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes“ der E-Bridge in Kooperation mit der FGH und der Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW) vom 10. Januar 2020²⁸ (im Folgenden: E-Bridge Gutachten 2020). Die drei zuvor aufgeführten Gutachten sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

8. Anhörung des Festlegungsentwurfs

- 96 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 19. Dezember 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am 14. Januar 2026 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der vorliegenden Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt

²⁵ E-Bridge Gutachten 2025.

²⁶ Consentec, FGH, Frontier Economics, Gutachten "Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze", Bonn, 20.10.2010, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/BK8-Q-Element> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

²⁷ Consentec, Kurzgutachten "Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018", Bonn, 22.02.2017, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/BK8-Q-Element> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

²⁸ E-Bridge, ZEW, FGH, "Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes", Bonn, 10.01.2020, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/861134> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

- 97 Es sind insgesamt 150 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. In diesen Stellungnahmen haben 12 Verbände, 108 Netzbetreiber und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, Bundestagsabgeordnete, sonstige Marktteilnehmer und eine Landesregulierungsbehörde Stellung genommen.

8.1. Anmerkungen zum Festlegungsverfahren

- 98 Einige Netzbetreiber haben in ihren Stellungnahmen zum Verfahren angemerkt, dass die Festlegung zur „Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung im Strombereich“ die Methodik der Qualitätsregulierung bereits vorweggenommen habe. Entsprechend werde die Rechtmäßigkeit der vorliegenden Festlegung zur Methodik der Qualitätsregulierung angezweifelt, da die Diskussionen nicht ergebnisoffen erschienen. Auch werde der Zeitpunkt der Datenveröffentlichung für das Jahr 2025 kurz vor Abschluss der Konsultation zur vorliegenden Methodenfestlegung als chaotisch und nicht chronologisch empfunden.

8.2. Anmerkungen zum sachlichen Anwendungsbereich (Tenorziffer 1)

- 99 Zum sachlichen Anwendungsbereich merkte die 1Komma5° GmbH aus der Nutzerperspektive an, dass Regulierung vor allem dort wirksam werde, wo physische Outputs gut messbar seien, während der digitale End-to-End-Netzanschlussprozess (insbesondere Markt- und Datenkommunikation) nicht berücksichtigt werde. Es bestehe durch die Ausklammerung der Netzservicequalität daher das Risiko, dass zentrale heutige Qualitätsengpässe nach dem physischen Anschluss regulatorisch untergewichtet würden, obwohl diese für die Marktintegration und die Systemdienlichkeit zunehmend relevant seien. Auch der Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) forderte Anreize für eine hohe Netzservicequalität, da diese Dimension für viele Verbraucher immer wichtiger werde – vor allem angesichts der steigenden Anzahl an privaten Energieerzeugern und der zunehmenden Elektrifizierung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Immer wieder erhielten die Verbraucherzentralen Beschwerden von Verbrauchern, die feststellten, dass Netzbetreiber gesetzliche Pflichten wie zum Beispiel die Auszahlung von EEG-Vergütungen oder die Funktionsfähigkeit der intelligenten Messsysteme nicht einhalten. Dies führe zu zeitlichen Belastungen und finanziellen Nachteilen, da zum Beispiel dynamische Stromtarife nicht genutzt werden können. Laut der 1Komma5° GmbH ist die Auffassung der Beschlusskammer daher auch nicht korrekt, wonach im Verhältnis zwischen Netzbetreibern und Kunden aufgrund bestehender gesetzlicher Vorgaben keine zusätzlichen Anreize zur Förderung der Netzservicequalität erforderlich

seien und daher Transparenz und Vergleichbarkeit ausreichen. Gesetzliche Pflichten entfalten keine hinreichende Wirkung, wenn ihre Einhaltung nicht konsequent durchgesetzt werde.

- 100 Laut BNE, Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW Solar), vzbv, Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und Germanwatch e. V. werde durch den Ausschluss der Betrachtung der Netzservicequalität auch verhindert, dass eine spätere Beurteilung und Weiterentwicklung stattfinden. Dabei sei eine hohe Netzservicequalität von zentraler Bedeutung für die praktische Umsetzung der für die Elektrifizierung notwendigen Maßnahmen. Die Qualitätsregulierung sei dafür ein geeigneter Ort, auch monetäre Anreize einzuführen. Auch laut dem Institut 1.000 GW solle man finanzielle Anreize für gute Netzservicequalität setzen, anstatt durch detaillierte Mindestkriterien in verschiedenen Gesetzen und Festlegungen die Verteilernetzbetreiber zu optimalen Leistungen anzuregen.
- 101 Nicht nur vereinzelt schlossen sich weitere Marktakteure der Kritik zur Ausklammerung der Netzservicequalität als Anreizkomponente an und fordern zum Teil auch Mindeststandards für die Netzservicequalität samt einer Monopolkontrolle. Sie wiesen darauf hin, dass die Bedenken der Beschlusskammer, wie sie unter anderem im Konsultationsentwurf geäußert wurden, aus praktischer Sicht nachvollziehbar seien, es sich in der Praxis aber zeige, dass gesetzliche Vorgaben oft nur minimal umgesetzt würden, wenn keine Anreize zur Verbesserung bestünden. Insbesondere hätten kleinere Akteure der Energiewende oft nicht die Ressourcen, um rechtliche Schritte gegen unzureichende Netzserviceleistungen zu unternehmen. Dadurch führe das Fehlen von Anreizen zu ineffizienten Prozessen und erhöhten Kosten für die Umsetzung von Energiewendeprojekten. Internationale Best Practices zeigten zudem, dass man die Netzservicequalität erfolgreich in die Regulierung integrieren könne. In Bezug auf die Kennzahlen der Netzleistungsfähigkeit wurde vorgebracht, dass die alleinige Betrachtung von Verfahrensdauern in der Regel nicht genüge, um alle Probleme rund um den Anschlussprozess – fehlende Antworten, Verzögerungen – widerzuspiegeln. Aus diesem Grund sei es sinnvoll, den gesamten Prozess, auch bereits vor einem vollständigen Netzantrag, zu betrachten. Entsprechend solle laut einiger Marktteilnehmer die Zeit zwischen der ersten Kontaktaufnahme und der vollständigen Antragstellung für Netzanträge berücksichtigt werden. In der Praxis würden sich hier oft Probleme zeigen, insbesondere bei innovativen Konzepten wie Mieterstrom oder gemeinschaftlicher Versorgung. Hier könne eine Erfassung der Dauer der Klärung von Netzantragskonzepten sinnvoll sein.

- 102 Vereinzelte Marktakteure forderten neben einem System mit Mindeststandards für standardisierbare Massenprozesse auch automatische Strafzahlungen, wenn gegen definierte Fristen verstoßen werde. Daneben solle auch eine unabhängige Kundenbefragung zur Netzservicequalität etabliert werden. Selbst wenn finanzielle Anreize für die Netzservicequalität erst zu einem späteren Zeitpunkt eingeführt werden sollten, solle die Datenerhebung zu Reaktionszeiten und Prozessabbrüchen bereits sofort starten, um Transparenz zu schaffen und als Grundlage für zukünftige Anreize zu dienen.
- 103 Ein Unternehmen der Netznutzerseite trug entsprechend für das Erfordernis der Betrachtung der Netzservicequalität vor, dass für eine Verbesserung der Netzservicequalität zum Beispiel eine zügige Bereitstellung von Eingangsbestätigungen wichtig sei, da etwa 39 Prozent der Begehren lange auf Bestätigungen warteten. Dies verdeutliche die Notwendigkeit einer systematischen Erfassung und Bewertung der Netzservicequalität, um Transparenz und Anreize für eine schnelle Kommunikation zu schaffen.
- 104 Die Nichtregierungsorganisation Regulatory Assistance Project (RAP) äußerte sich in eine ähnliche Richtung und beklagte, dass die große Anzahl und Heterogenität der 850 Netzbetreiber in Deutschland regelmäßig zu Umsetzungsdefiziten führten, die bislang nur verzögert und punktuell sichtbar würden. Es würde ein strukturelles Informationsdefizit bestehen bleiben, da die Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung sich nur auf Umsetzungszeiten für Netzanschlüsse fokussiere. RAP empfiehlt, sich an den europäischen Maßstäben des Council of European Energy Regulators (CEER) zu orientieren, die in dessen 7. Benchmarking Report beschrieben seien. Dieser Report habe Deutschland im Berichtsjahr 2022 nur begrenzt einbeziehen können, da zu den meisten Aspekten keine Daten erhoben worden seien. Wichtige Daten aus der Perspektive der Netznutzenden, wie Reaktionszeiten auf Kundenanfragen, Umsetzungszeiten für Netzanschlüsse, Einhaltung von Zeitvorgaben bei Beschwerden oder Warteschlangen sowie die Bereitstellung von technischen Informationen, würden dort getrennt behandelt werden.
- 105 Auch das 1.000 GW Institut trug vor, dass die Praxis in Deutschland hinsichtlich der Netzservicequalität den internationalen Best Practices und den Empfehlungen des CEER widerspreche. Es werde empfohlen, die Netzservicequalität zukünftig in der Anreizregulierung zu berücksichtigen. Der CEER schlage vor, transaktionskostenoptimierte Verfahren, wie eine automatische Entschädigung bei Nichteinhaltung der Mindestkriterien, einzuführen. Einige weitere Marktakteure schlossen sich der Kritik des 1.000 GW Instituts an und betonten, dass

die mangelhaften Anreize für Netzbetreiber zur Umsetzung gesetzlicher Vorgaben zu strukturellen Problemen führen würden. So komme es häufig zu Anpassungen in hochgradig individualisierten IT-Systemen, anstatt diese durch moderne und leistungsfähige Systeme zu ersetzen. Ein finanzieller Anreiz für die vollautomatische Umsetzung würde eine Standardisierung im IT-Sektor fördern, die den Wettbewerb anregen und die Qualität der Angebote verbessern könnten.

- 106 Von verschiedensten Stellungnehmenden wurde darüber hinaus vorgetragen, dass auch Anreize für kooperatives Verhalten der Netzbetreiber geschaffen werden sollte, beispielsweise durch verpflichtende Kundenumfragen oder die Bewertung der Netzbetreiber-Prozesse durch unabhängige Panels. In Großbritannien existiere ein solches Modell, das als Vorbild dienen könnte. Eine mögliche Maßnahme könne auch die systematische Erfassung von Projekten der dezentralen Energiewende, wie Mieterstrommodellen, gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung oder Energy Sharing, umfassen. Projekte dieser Art würden nur dort erfolgreich umgesetzt, wo die Netzbetreiber unterstützend tätig sind, da große Projektentwickler in der Lage seien, ihre Rechte durchzusetzen, während kleinere Projekte auf die Kooperation der Netzbetreiber angewiesen seien. Es wurde zudem vorgebracht, dass es daher zur Förderung des Kooperationsverhaltens der Netzbetreiber Kennzahlen zu Fristeneinhaltungen und zur Qualität der Netzanbindung geben sollte, die mit finanziellen Anreizen verknüpft werden.

8.3. Anmerkungen zu Adressaten (Tenorziffer 2)

- 107 Seitens der Netzbetreiber, des BDEW und des Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) wurde kritisiert, dass Netzbetreiber, die sich im vereinfachten Verfahren befinden, lediglich in Bezug auf die Erlöswirksamkeit der Netzzuverlässigkeit vorübergehend von der Qualitätsregulierung auszunehmen seien. Gleichzeitig seien Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren und Kleinstnetzbetreiber in die Datenerhebung zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit ohne einen Übergangszeitraum einbezogen, was zu unverhältnismäßigen operativen und personellen Belastungen bei kleinen Netzbetreibern führe. Die Teilnahme am vereinfachten Verfahren diene gerade dazu, den regulatorischen Aufwand für kleine Netzbetreiber zu reduzieren und diese zu entlasten. Die jährliche Datenabfrage widerspreche diesem Ziel der Entlastung und erscheine insbesondere vor dem Hintergrund unverhältnismäßig, dass nur eine geringe Anzahl von Letztverbrauchern (ca. 15 Prozent) über Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren versorgt werde. Daneben berücksichtige die Entscheidung der

Beschlusskammer nicht ausreichend den Vertrauensschutz derjenigen Unternehmen, die sich für das vereinfachte Verfahren in dem Vertrauen beworben haben, dass keine erheblichen Änderungen in den Regulierungsanforderungen während der laufenden Periode erfolgten. Der BDEW ergänzte insoweit, dass sich die Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI und ASIDI) in den letzten Jahren in Deutschland derartig verbessert hätten, dass ein Nutzen der Ausweitung des Adressatenkreises im Hinblick auf die Netzzuverlässigkeit Strom fraglich sei.

108 Das Evaluierungsvorhaben der Bundesnetzagentur zur Ausweitung des Adressatenkreises begrüßte der BDEW, stellte jedoch klar, dass aus Sicht der Branche kein Handlungsbedarf bestehe und auch seitens der Bundesnetzagentur kein Handlungsbedarf dargelegt worden sei.

109 Der VKU und einige Netzbetreiber äußerten grundsätzliche Zweifel an der Datenqualität der abgefragten Daten kleinerer Netzbetreiber, da ohne monetäre Auswirkungen auf das Qualitätselement kein Anreiz zur Erzielung einer hohen Datenqualität bestehe. Dies gehe zu Lasten regulierter Unternehmen.

110 Vereinzelt Netzbetreiber forderten vor diesem Hintergrund eine lediglich freiwillige Teilnahme von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren an monetarisierten Qualitätselementen bzw. eine Beschränkung der Qualitätsregulierung auf reine Transparenz- und Veröffentlichungspflichten.

111 Vereinzelt Marktakteure betonten dagegen, dass insbesondere Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren in die Netzleistungsfähigkeit einzubeziehen seien, da die Anreize zur eingeschränkten Leistungserbringung alle Netzbetreiber betreffen. Entsprechend sei die Qualitätsregulierung auch auf alle Netzbetreiber auszuweiten. So forderte der vzbv, die Netzzuverlässigkeit auch auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren anzuwenden. Alle Netzbetreiber sollten sich an den Bestandteilen der Versorgungsqualität messen lassen. Der vzbv forderte insgesamt eine ambitionierte Qualitätsregulierung, daher sei das vereinfachte Verfahren abzuschaffen.

112 Der Netzbetreiber NETCUR GmbH forderte, dass auch Industrienetze, insbesondere solche mit weniger als 100 angeschlossenen Kunden oder einer geringen Zahl von Anschlussbegehren, von der Qualitätsregulierung ausgenommen werden sollten. Dies entspräche laut der NETCUR GmbH auch § 110 Abs. 2 EnWG, worin für solche Netze eine Sonderregelung vorgesehen sei. Aufgrund der geringen Kundenzahl in Industrienetzen habe eine Veränderung

der Regulierung überproportionale Auswirkungen auf einzelne Netznutzer. Klassische Kennzahlen und Prozesse, die auf das Massenkundengeschäft ausgerichtet seien, würden auf industrielle Netze oft nicht zutreffen. Zudem würde die Erhebung von Daten für die Qualitätsregulierung zu einem hohen Aufwand führen, ohne aussagekräftige Ergebnisse zu liefern. Die NETCUR GmbH führt zudem aus, dass die Abfrage sensibler Daten aus Industrienetzen Risiken für Sicherheitslücken und Wettbewerbsnachteile berge. Eine verpflichtende Teilnahme an der Qualitätsregulierung würde daher die spezifischen Anforderungen und Besonderheiten industrieller Netze nicht angemessen berücksichtigen.

8.4. Anmerkungen zum rollierenden Verfahren und zum zeitlichen Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)

Seitens der Netzbetreiber und netzbetreibernahen Organisationen wurde vielfach der zeitliche Druck kritisiert, der durch die zwei parallellaufenden Konsultationen zur vorliegenden Festlegung und der Datenerhebungsfestlegung 2026 hervorgerufen wurde. Dieser sei angesichts der Neuartigkeit des Themas und des hohen Aufwands für Unternehmen nicht angemessen, insbesondere da die Systematik der Qualitätsregulierung nicht an die Regulierungsperioden gebunden sei. Außerdem seien die geplanten Kennzahlen, die künftig der Monetarisierung dienen sollten, sorgfältig auf ihre Eignung hin zu prüfen. Aus diesem Grund sei auch ein Übergangszeitraum für die betroffenen Unternehmen notwendig, um Schätzungen und manuelles Auslesen von Daten zu vermeiden. Erfahrungsgemäß sei die Datenbasis ohne einen solchen Übergangszeitraum unzureichend und die Kennzahlen entsprechend unzuverlässig.

Andere Marktakteure empfahlen hingegen eine frühzeitige Pilotierung neuer Indikatoren, insbesondere für die Digitalisierung sowie Service- und Prozesskennzahlen. Dies solle bestenfalls mit klaren Definitionen und kurzen Lernzyklen erfolgen, um eine Verzögerung der Umsetzung zu vermeiden. Aus Sicht dieser Marktakteure würde ein späterer Beginn die Realisierung und den Nutzen bis in die nächste Dekade verschieben, obwohl bereits zum jetzigen Zeitpunkt Engpass- und Anschlussprobleme relevant seien.

Der BDEW erachtete das rollierende Verfahren als sinnvoll, da es die Fortführung der bereits etablierten Regelung zum Qualitätselement gewährleiste.

8.5. Anmerkungen zur Datengrundlage (Tenorziffer 4)

113 Aus Sicht des BDEW, des VKU und einiger Netzbetreiber sei klarzustellen, dass für die Kenn-

zahlen zur Netzzuverlässigkeit ausschließlich Daten des relevanten Adressatenkreises verwendet würden. Eine Bestimmung des Qualitätselements auf Basis aller Netzbetreiberdaten lehne die Branche ab, da die Regelung zur Netzzuverlässigkeit lediglich auf eine Teilmenge der Netzbetreiber beschränkt bleiben solle. Die Datenerhebung sei insoweit auch nur dann auszuweiten, wenn auch der Adressatenkreis entsprechend ausgeweitet werde. So bestehe für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren kein Monetarisierungsanreiz, sodass keine Vergleichbarkeit der Daten gewährleistet sei. Insbesondere hinsichtlich der Ermittlung der Kennzahlen bedürfe es einer hohen Datenqualität und einer Repräsentation der tatsächlichen Gegebenheiten durch die Daten. Die Datengrundlage der Netzleistungsfähigkeit sei insoweit nicht hinreichend belastbar, um daraus fundierte regulatorische Schlüsse ziehen zu können. Die insoweit erhobenen Daten seien unsicher und ließen keine verlässliche Beurteilung der Energiewendekompetenz zu. Insbesondere sei die Datenauswertung der Erhebung im Jahr 2025 problematisch aufgrund nachträglicher Änderungen am Datensatz (u. a. Filterungen und Medianimputationen), der Behandlung fehlender Angaben sowie der Gleichsetzung von Schätzwerten mit validen Messwerten). Aus Sicht des BDEW und weiterer Netzbetreiber sei zunächst eine konsistente und valide Datengrundlage zu schaffen, bevor Kennzahlen festgelegt werden könnten.

- 114 Netze BW GmbH warf hinsichtlich der Datengrundlage die Frage auf, ob die bislang anonym veröffentlichten Störungsdaten im Rahmen der Netzzuverlässigkeit künftig nicht mehr anonymisiert veröffentlicht werden sollten, oder ob die Anonymisierung fortzuführen sei. Zur Gewährleistung von Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Versorgungsunterbrechungskennzahlen sei die Veröffentlichung aller im Rahmen der Qualitätsregulierung erhobenen Daten in nicht anonymisierter Form erforderlich.
- 115 Andere Marktakteure hielten die Schaffung einer Datengrundlage zur Bewertung der Qualität der Leistungserbringung der Netzbetreiber für eine funktionierende Regulierung für entscheidend. So fehlten aus ihrer Sicht ohne Datenerhebung vergleichbare Erkenntnisse, die bewertet werden könnten. Die Veröffentlichung dieser Daten sowie die Möglichkeit zum Vergleich der Netzbetreiber stelle einen großen Nutzen für die Netznutzer dar. Außerdem sollten auch Daten erfasst werden, die nicht unmittelbar monetär bewertet würden, um eine Grundlage für die spätere Einbeziehung weiterer Kennzahlen in die Monetarisierung zu schaffen.

8.6. Anmerkungen zur Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)

- 116 Der BDEW befürwortete die Beibehaltung des bestehenden Konzepts der Qualitätsregulierung zur Netzzuverlässigkeit. Dieses habe sich bewährt und zur Verbesserung der deutschen Netzzuverlässigkeit beigetragen. Grundlegende Änderungen seien aus Sicht des BDEW insofern nicht erforderlich.
- 117 Auch die Regulierungskammer Hessen sprach sich dafür aus, das Kriterium der Netzzuverlässigkeit nicht in Frage zu stellen. Gerade im Lichte einer allgemeinen Verschärfung der Gefährdungslage sei die Netzzuverlässigkeit nicht mehr im selben Maße garantiert, wie es in der Vergangenheit der Fall war. Das geplante Vorgehen der Beschlusskammer stelle ein Minimum dar und vermeide übermäßige Belastungen der Netzbetreiber.
- 118 Die Verbände Germanwatch e. V. und BNE trugen dagegen vor, dass die Fortführung der bestehenden Regelungen mit nur geringen Änderungen als unzureichend angesehen werde. Durch den Einsatz moderner, digitalisierter Betriebsmittel könnten zusätzliche Zuverlässigkeitskennzahlen erfasst werden, wie etwa kurzfristige Unterbrechungen oder Abweichungen von Nennspannungen. Diese Kennzahlen sollen in die Qualitätsregulierung einfließen, insbesondere in den Spannungsebenen, in denen sie bereits erfasst würden. Es wurde betont, dass Netzstörungen zu Kosten für die Netznutzer führten, weshalb Netzbetreiber Anreize zur Qualitätsverbesserung erhalten sollten. Mit fortschreitender Digitalisierung könnten später auch weitere Netzebenen in die erweiterte Zuverlässigkeitsbewertung integriert werden.

8.6.1 Anmerkungen zu Kennzahlen (Tenorziffer 5.1)

- 119 Einzelne Netzbetreiber gaben an, dass sie die Fortführung bewährter Kennzahlen wie SAIDI und ASIDI grundsätzlich begrüßten. Aus ihrer Sicht sei allerdings die Relevanz dieser bestehenden Kennzahlen klarer zu begründen.

8.6.2 Anmerkungen zu Ermittlung der Kennzahlenwerte (Tenorziffer 5.2)

- 120 Einzelne Marktakteure kritisierten, dass die Regulierung weiterhin nur Stromnetz-Unterbrechungen von mehr als drei Minuten erfasse und damit kleinere Unterbrechungen oder andere Qualitätsmerkmale wie Spannungshaltung oder Oberwellen außer Acht ließe, obwohl diese ebenfalls erhebliche Kosten verursachen könnten.
- 121 Hinsichtlich der Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen durch die „Einwirkung Dritter“ kritisierten einzelne Netzbetreiber, dass die Regelung zu erheblichen und systematisch nicht gerechtfertigten Nachteilen für die Netzbetreiber führe. Auch wenn der Bundes-

gerichtshof die durch Dritte verursachten Schäden bereits ausdrücklich bestätigt habe, bestünden in der praktischen Umsetzung erhebliche Herausforderungen in Form von hohem administrativem und rechtlichem Aufwand bei der Durchsetzung entsprechender Schadensersatzansprüche.

- 122 Daneben sei die kausale Zuordnung der Kennzahl „Einwirkung Dritter“ innerhalb der Qualitätsregulierung nicht hinreichend sachgerecht, da bei fremdverursachten Versorgungsunterbrechungen der Einflussbereich des Netzbetreibers nur eingeschränkt vorläge. Besonders kritisch sei dies, wenn sich ein einzelnes Schadensereignis durch die Verwendung des arithmetischen Mittels in mehreren Folgejahren niederschlage.
- 123 Die Regulierungskammer Hessen trug dazu vor, dass der Begriff „Einwirkung Dritter“ um technische Maßnahmen erweitert werden solle, um indirekte Einwirkungen wie Cyberangriffe oder indirekte Einwirkungen von gleicher Auswirkungsintensität ebenfalls zu erfassen. Die aktuelle Definition decke nicht alle relevanten Sicherheitsaspekte ab, da nicht immer eine physische Annäherung an spannungsführende Teile erforderlich sei. Die Regulierungskammer Hessen trug zudem vor, dass die Abgrenzung zwischen Terroranschlägen und Einwirkungen Dritter oft schwierig sei. Grundsätzlich begrüßte die Regulierungskammer Hessen den rechtssicheren Ansatz zur Abgrenzung zwischen Einwirkungen Dritter und Terroranschlägen, dass für die Annahme eines Terroranschlags Ermittlungen gemäß § 316b StGB aufgenommen worden seien müssen. Sie schlug alternativ eine Ausweitung des Begriffs Terroranschlag vor, wobei keine terroristische Motivation vorausgesetzt werde. Somit würden auch Vandalismus und Sabotage umfasst werden, da diese ebenfalls keine terroristische Motivation voraussetzten. Eine präzisere Formulierung unter Berücksichtigung des § 316b StGB als Regelbeispiel werde empfohlen, sodass der Grad an Rechtssicherheit bestehen bliebe, § 316b StGB aber nicht als ausschließlicher Anknüpfungspunkt dienen würde.
- 124 Hinsichtlich der Änderung der Anerkennungspraxis in Bezug auf den Störungsanlass „höhere Gewalt“ äußerten sich der BDEW, der VKU und viele Netzbetreiber kritisch. Die Änderung dahingehend, dass ungeplante Störungen nur noch dann als „höhere Gewalt“ anzuerkennen und nicht in die Kennzahlen einzubeziehen seien, wenn sie nur einmal in 50 Jahren auftreten, könne die Kontinuität der Versorgungszuverlässigkeit gefährden, ohne dass ein messbarer Nutzen für die Kennzahlen oder die Versorgungszuverlässigkeit erkennbar sei. Meteorologische Ereignisse, wie Hochwasser, könnten häufiger auftreten und dennoch als 50-jährige Ereignisse bezeichnet werden, was die Annahme der Regelung verzerre. Entsprechend trugen

einzelne Netzbetreiber vor, dass bei der Regelung eine Fehlinterpretation probabilistischer Begriffe vorläge, da ein „50-jährliches Ereignis“ eine statistische Eintrittswahrscheinlichkeit (1/50 pro Jahr) beschreibe, nicht jedoch ein tatsächliches Auftretensintervall. Das wiederholte Auftreten entsprechender Ereignisse innerhalb kurzer Zeiträume sei statistisch möglich und fachlich daher widersprüchlich.

- 125 Zudem widerspreche die Regelung laut Netzbetreibern den Grundsätzen der Anreizregulierung, insbesondere dem Gebot der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Erlösobergrenzen sowie der angemessenen Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede (§ 21a Abs. 1 Satz 3 EnWG). Die bisherigen Prüfprozesse seien bewährt und hätten in der Vergangenheit Verbesserungen erzielt. Durch eine veränderte Definition sei ein rechnerischer Anstieg der ausgewiesenen Versorgungsunterbrechungen zu erwarten, ohne dass sich die Versorgungsqualität tatsächlich verschlechtere. Eine pauschale Änderung der Kriterien würde also zu einer Verzerrung der jährlich veröffentlichten Kennzahlen zu Versorgungsunterbrechungen führen und könne das Vertrauen der Verbraucher und der Politik in die Versorgungszuverlässigkeit gefährden.
- 126 Laut mehrerer Netzbetreiber werde die Verschärfung, vor dem Hintergrund der hohen Netzzuverlässigkeit in Deutschland, auch als unnötig und unverhältnismäßig erachtet. Der Anteil der "höheren Gewalt"-Ereignisse an den gemeldeten Unterbrechungen sei gering.
- 127 Ähnlich äußerte sich unter anderem auch der VKU in seiner Stellungnahme. Er weist ergänzend darauf hin, dass die Wirkung eines „atmenden Deckels“ weder klar definiert noch geeignet erscheine, exogene und nicht beeinflussbare Ereignisse angemessen vom Verantwortungsbereich der Netzbetreiber abzugrenzen. Es fehle insoweit auch an konkreten Gründen, warum die Beeinflussbarkeit von Versorgungsunterbrechungen durch die Netzbetreiber bei Naturereignissen anders zu bewerten sei als bisher. Die Verschärfung der Anerkennungspraxis erhöhe den bürokratischen Aufwand ohne eine Steigerung des Nutzens.
- 128 Darüber hinaus könnten durch Fehlanreize für Investitionen in die Netzzuverlässigkeit, Investitionen in die Energiewende behindert werden, da Investitionen primär zur Verbesserung der Kennzahlen vorgenommen würden, anstatt vorhandene Mittel zielgerichtet für den bedarfsgerechten Netzausbau und die Umsetzung der Energiewende einzusetzen. Auch in anderen Branchen, wie der Versicherungswirtschaft oder dem öffentlichen Nah- und Fernverkehr, sei der Umgang mit Extremwetterereignissen flexibler und risikoorientierter ausgestal-

tet, was die starr an ein 50-jähriges Ereignis gebundene Regelung für Netzbetreiber unverhältnismäßig erscheinen lasse.

- 129 Auch die GEODE Deutschland e. V. (GEODE) schließt sich der Kritik an der Regelung an und hinterfragt, wie auch einige Netzbetreiber, inwiefern es zu einer Veränderung hinsichtlich der Einordnung der Beeinflussbarkeit von Naturereignissen gekommen sei. Daneben sehe GEODE die von der Beschlusskammer angeführte Notwendigkeit der Verschärfung zur Verfahrensvereinfachung kritisch. Der Verband ist der Ansicht, dass die Verfahrensvereinfachung nicht in der vollständigen Abschaffung oder Einschränkung des Verfahrens bestehen solle, insbesondere wenn die Regelung darauf abziele, eine unzumutbare Härte abzuwenden.
- 130 Einige Netzbetreiber merkten auch an, dass die Zuordnung von Ereignissen als höhere Gewalt unsachgemäß sei. Bereits früher sei dies als systematische Überidentifikation erkannt worden, was zu Wettbewerbsverzerrungen führe. Auch das 50-jährige Wiederkehrkriterium, das zur Bewertung von Ereignissen herangezogen werde, bewirke keine signifikanten Veränderungen. Auch die geplante Anpassung des Katalogs werde als wenig praktikabel angesehen, da sie an der bisherigen Anwendungspraxis festhalte. Dies führe zu einer unzureichenden Differenzierung der Ereignisse und entspreche nicht den aktuellen Anforderungen an die Qualität der Netzversorgung. Ebenfalls sei die Forderung, Elektrizitätsverteilernetze gegenüber 50-jährigen Ereignissen zu ertüchtigen, nicht vereinbar mit der Forderung nach einer preisgünstigen Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 1 EnWG und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit gemäß § 11 Abs. 1 EnWG. Eine derartige Ertüchtigung führe zur finanziellen Überlastung der Netzbetreiber, ohne die angestrebte Steigerung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- 131 Entgegen der Auffassung der Netzbetreiber sei aus Sicht des BNE die Klarstellung, dass nur Ereignisse, die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten, als „höhere Gewalt“ zu werten sind, sinnvoll. Gegen häufigere Ereignisse sei aus Sicht des BNE durch die Netzbetreiber Vorsorge zu treffen.
- 132 Teilweise regten Netzbetreiber auch die Anwendung der MED-Methode an. Diese ermögliche eine empirisch fundierte netzbetreiberindividuelle Identifikation extremer Ereignisse relativ zum jeweiligen Störungsgeschehen und trage damit dem regulierungsökonomischen Ziel Rechnung, außergewöhnliche und nicht effizient vermeidbare Unterbrechungen auszuklammern. Gleichzeitig erfasse die Methode klimatische Veränderungen dynamisch, berück-

sichtige strukturelle Unterschiede zwischen den Netzgebieten und reduziere den Verwaltungs- sowie Prüfaufwand.

- 133 In Bezug auf geplante Versorgungsunterbrechungen kritisierten der VKU und einige Netzbetreiber, dass geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Faktor 0,5 in die Netzzuverlässigkeitsbewertung einfließen, was zu einer Verschlechterung der Zuverlässigkeit führe. Dies sei im Hinblick auf die Netzweiterentwicklungen im Zuge der Energie- und Wärmewende keine zeitgemäße Herangehensweise und damit unangemessen, da geplante Unterbrechungen im Voraus mit dem Letztverbraucher abgestimmt seien und der Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs dienten. Vereinzelt wurde auch angemerkt, dass Netzbetreiber mit Vorreiterrolle in der Energiewende besonders belastet würden. Zu Vermeidung dieses Umstands sei der Faktor von 0,5 auf 0,25 abzusenken.

8.6.3 Anmerkungen zu Referenzwerten (Tenorziffer 5.3)

- 134 BDEW und VKU gaben in ihren Stellungnahmen an, dass sie die Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede in der Qualitätsregulierung nach § 21 Abs. 3 S. EnWG schon durch die derzeitige Regelung in der Festlegung RAMEN Strom nicht ausreichend umgesetzt sehen. Nach der Festlegung RAMEN Strom erfolge nur dann eine Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede, soweit diese Unterschiede Relevanz entfalteten. Laut BDEW und VKU bliebe aber unklar, nach welchen Kriterien von einer Relevanz zu sprechen sei. Der Festlegungsentwurf lasse eine transparente und nachvollziehbare Begründung der Nichtberücksichtigung vermissen. Der Verzicht auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede in der Niederspannung sei, so der BDEW, nur durch das Gutachten von Consentec aus dem Jahr 2010 begründet worden. Im Hinblick auf die Ausweitung des Adressatenkreises sei dies für die Nieder- und Mittelspannung neu zu evaluieren. Auch der VKU kritisierte, dass eine umfassende Evaluation der Berücksichtigung objektiver struktureller Unterschiede in der Mittel- und Niederspannung gerade nicht erfolgt sei. Aus Sicht einzelner Netzbetreiber erscheint der dauerhafte Ausschluss von Strukturparametern im Bereich der Niederspannung, während eine Berücksichtigung in der Mittelspannung erfolge, grundsätzlich nicht überzeugend. Die Stadtwerke Meerane sprachen von einer Strukturpolitik durch die Hintertür, da eine Ungleichbehandlung für die kleinen Netzbetreiber vorläge.
- 135 Da in den Netzen der Mittelspannung objektive Unterschiede bestünden, solle laut dem BDEW die Referenzwertbildung für diese Ebene weiterhin verpflichtend an Strukturparametern ausgerichtet werden. Aus Sicht einiger Netzbetreiber sei allerdings die Geeignetheit des

Strukturparameters Lastdichte, unter Heranziehung aktueller wissenschaftlicher Arbeiten, zum Teil auch für die Mittelspannung und Niederspannung, zu überprüfen. Aus ihrer Sicht sei der funktionale Zusammenhang zwischen der Lastdichte und der Ausfallhäufigkeit bei der Ermittlung der Referenzwerte für die Mittelspannung nicht wie in der vierten Regulierungsperiode beizubehalten. Der Zusammenhang sei mit den bis zu 2024 verfügbaren Daten statistisch nicht mehr belastbar. Die Signifikanz des Parameters c sinke kontinuierlich und werde für das Jahr 2026 als statistisch insignifikant betrachtet. Auch nehme das Bestimmtheitsmaß (R^2) seit 2023 stetig ab, was die Aussagekraft des Modells weiter einschränke. Sofern sich kein statistisch belastbarer Zusammenhang finden ließe, sei auf einen Durchschnittswert als Referenzwert für das Qualitätselement der Mittelspannung, anstelle eines unzuverlässigen Modells, zurückzugreifen. Teilweise werde die Beibehaltung des Strukturparameters lediglich aus Kontinuitätsgründen als gangbar angesehen.

- 136 Als bessere Alternative wurde von der Netze BW GmbH vorgeschlagen, die Referenzfunktion um weitere exogene Strukturparameter zu erweitern, insbesondere um die Netzgebietshöhe. Deren Berücksichtigung verbessere den statistischen Erklärungsgehalt der Variation der ASIDI-Werte, erhöhe die Stabilität der Koeffizienten und reduziere die Streuung der Referenzwerte, insbesondere bei Netzbetreibern mit geringer Lastdichte. Laut der Netze BW GmbH läge es nahe, dass das exogene Strukturmerkmal der Höhenlage, insbesondere aufgrund von stark unterschiedlichen Witterungseinflüssen und schwierigen Anfahrtswegen zum Störungsort, die Häufigkeit und die Dauer von Versorgungsunterbrechungen beeinflussen würden. Durch die Berücksichtigung der Höhenlage würde auch das Bestimmtheitsmaß R^2 ansteigen. Die Netzgebietshöhe erfülle dabei die Anforderungen an Vollständigkeit, Messbarkeit, Verfügbarkeit, Exogenität und Nichtredundanz: Die Herleitung geschehe auf Basis objektiver, topografischer Daten; die Ermittlung würde auf standardisierten, reproduzierbaren Verfahren unter Nutzung digitaler Höhenmodelle beruhen; die Erhebung wäre im Rahmen des Effizienzvergleichs verfügbar, die Höhe sei ein nicht beeinflussbares Merkmal und es läge keine Redundanz vor, da kein ausreichender Zusammenhang zur Lastdichte bestehe und somit einen zusätzlichen Informationsgehalt biete.
- 137 Ein einzelner Netzbetreiber gab hingegen an, dass der Strukturparameter „Lastdichte“ für die Netzbetreiber die besten Referenzwerte liefere und eine Abkehr von der Anwendung von diesem Parameter zu einer Benachteiligung von Netzbetreiber mit niedriger Lastdichte führe.

138 Teilweise wurde von Netzbetreibern auch vorgetragen, dass etwa nicht klar sei, ob die erhobenen Daten bei der Schätzung von Regressoren (a, b, c) der Referenzfunktion verwendet werden sollten.

8.6.4 Anmerkungen zur Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.4)

139 Die E.ON SE lehnt ein Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit grundsätzlich mit der Begründung ab, dass die Qualitätsregulierung nach den Statistiken zur Versorgungsunterbrechungen bereits weitgehend ihr Ziel erreicht habe und keine signifikanten Verbesserungspotenziale erkennbar seien. Eine Überwachung der Netzzuverlässigkeit könne insbesondere weiterhin über die Meldepflicht der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG erfolgen. Gleichzeitig könnten durch die Veröffentlichung von Zuverlässigkeitskennzahlen ausreichende Anreize geschaffen werden. Die Abschaffung des Qualitätselements zur Netzzuverlässigkeit würde einen Bürokratieabbau bedeuten.

140 Andere Marktteilnehmer gaben an, dass die Monetarisierung der Qualitätskennzahlen robust, nachvollziehbar und konsistent über Strom und Gas hinweg gestaltet werden solle. Dies verhindere Verzerrungen und Ausreißer. Außerdem müsse sichergestellt werden, dass die Anreize zur Netzzuverlässigkeit nicht zu einer Vernachlässigung anderer wichtiger Qualitätsziele wie Netzleistungsfähigkeit, Digitalisierung und Netzservicequalität führen.

141 Einzelne Netzbetreiber waren der Ansicht die Formel zur Berechnung des Qualitätselements in Tenorziffer 5.4.6 weise einen Fehler im zweiten Summanden auf. Darüber hinaus sei der Begriff „Kennzahlenvorgabe“ in Tenorziffer 5.4 durch „Referenzwert“ zu ersetzen. Dies begründen sie damit, dass das Ziel der Qualitätsregulierung die Einreichung eines gesamtwirtschaftlichen Optimums der Netzzuverlässigkeit sei. Der Referenzwert stelle daher keinen Zielwert im Sinne einer verpflichtend zu erreichenden Vorgabe dar. Diese Differenzierung solle auch in der verwendeten Begrifflichkeit im Tenor klar erkennbar sein.

142 Nicht nachvollziehbar sei für vereinzelte Marktakteure die geplante Begrenzung der Monetarisierung auf zwei bis vier Prozent der Erlöse. Es bleibe unklar, wie in Fällen verfahren werden solle, in denen die Zuverlässigkeit so stark beeinträchtigt sei, dass die Erlösauswirkungen über diese Grenze hausgingen. Netzkundenseitig sei es transparenter, wenn Pönalen für nicht eingehaltene Zuverlässigkeitsziele in eine Umstellung auf einen zuverlässigeren Netzbetreiber investiert würden.

143 Eine Monetarisierung solle letztendlich nur nach einer erneuten Prüfung und Konsultation der vorab entwickelten und bekanntgegebenen Kennzahlen auf freiwilliger Basis erfolgen.

8.7. Anmerkungen zur Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6)

144 Aus Sicht des BDEW sei das Vorhaben der Beschlusskammer, die Transformationsleistung der Netzbetreiber stärker zu fördern, begrüßenswert. Auch das 1.000 GW Institut begrüßt die Indizes „Energiewendekompetenz“ und „Digitalisierung“ als bedeutende Verbesserung zum Status quo.

8.7.1 Anmerkungen zu Aus- und Weiterbildungen (Tenorziffer 6.1)

145 Hinsichtlich der Anregung der Beschlusskammer, auch die Aus- und Weiterbildungsanstrengungen von Netzbetreibern könnten als Indikatoren für die Qualität des eingesetzten Personals geprüft werden, erwarten der BDEW, der VKU und einige Netzbetreiber, einen frühzeitigen Dialog.

146 Dazu sprachen sich die Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di) sowie der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) dafür aus, die Aus- und Weiterbildung als Merkmal für die Netzleistungsfähigkeit zu berücksichtigen. Laut ver.di erfordern Netzbetrieb, Instandhaltung, Digitalisierung und die Bewältigung der Energiewende ein hohes und wachsendes Qualifikationsniveau. Ohne ausreichende Ausbildungs- und Weiterbildungskapazitäten seien die Ziele der Qualitätsregulierung langfristig nicht erreichbar. Wenn Ausbildungskosten nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt würden, sollten sie zumindest über ein Qualitätselement systematisch abgebildet und vergütet werden. Durch verstärkte Aus- und Weiterbildung würde die Produktivität der Netzbetreiber steigen und langfristig Netzentgelte gedämpft werden. Ver.di forderte eine Einführung in zwei Schritten, wobei eine Monetarisierung zunächst ausbleiben solle. Zudem forderte ver.di, dass kein Malus-System zulasten der Beschäftigten eingeführt werden solle. Ver.di schlug folgende Kennzahlen zur Ausgestaltung vor: eine Ausbildungsquote, zum Beispiel das Verhältnis von Auszubildenden zur Gesamtbelegschaft (in Vollzeitäquivalenten), unternehmensbezogene Kennzahlen zur Deckung des Personalbedarfs durch eigene Ausbildung, insbesondere im Hinblick auf demografische Abgänge, Kennziffern zur Abdeckung des betrieblichen Qualifikationsbedarfs durch Weiterbildung (zum Beispiel in anerkannten Ausbildungs- und Fortbildungsberufen), die Einhaltung gesetzlicher Mindestanforderungen, zum Beispiel nach dem Berufsbildungsgesetz, als verbindliche Untergrenze.

147 Auch Bundestagsabgeordnete der SPD-Fraktion sprachen sich für eine Betrachtung der Aus- und Weiterbildung aus. Sie führten an, dass die Energiewende nur mit gut ausgebildeten und motivierten Beschäftigten gelingen könne.

- 148 Seitens der Thüga Aktiengesellschaft und der Thüga Energienetze GmbH wurde dagegen argumentiert, dass die Einbindung der Aus- und Weiterbildung im Rahmen der Qualitätsregulierung keinen adäquaten Ausgleich für die Tatsache darstelle, dass Aus- und Weiterbildungskosten weiterhin dem Budgetprinzip und dem Effizienzvergleich unterlägen. Daher sei die korrekte regulatorische Verortung dieser Kosten im KAnEu-Katalog, da dort die Kosten sachgerecht und verursachungsgerecht berücksichtigt werden könnten, ohne dem Effizienzvergleich zu unterliegen. Auch die E.ON SE schließt sich der grundsätzlichen Kritik an, dass Aus- und Weiterbildungskosten nicht mehr als nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.
- 149 Die Thüga Aktiengesellschaft und die Thüga Energienetze GmbH stellten weiterhin heraus, dass regulatorische Anreize für Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen nicht erforderlich seien, da bei den Netzbetreibern eine ausgeprägte intrinsische Motivation dafür bestehe, in Aus- und Weiterbildung zu investieren. Gegen eine Abbildung der Ausbildungsanstrengungen im Rahmen der Qualitätsregulierung spreche zudem eine starke Exogenität der Faktoren, da Netzbetreiber in einem intensiven Wettbewerb um die Gewinnung von Arbeitskräften zu anderen Branchen stünden, sodass Netzbetreiber bereits alle verfügbaren Möglichkeiten ausschöpften, um qualifizierte Arbeitskräfte zu gewinnen. Zudem bestehe auch nur ein indirekter Zusammenhang innerhalb der Qualitätsregulierung zwischen Aus- und Weiterbildungsanstrengungen und der Netzleistungsfähigkeit. Auswirkungen seien langfristig und nur schwer quantifizierbar, weswegen sich dieser Faktor aus methodischer Sicht nur eingeschränkt als Bestandteil einer leistungsorientierten Qualitätsregulierung eigne.
- 150 Sollte die Beschlusskammer an der negativen regulatorischen Anreizwirkung der Aus- und Weiterbildungskosten im Budgetansatz festhalten, so seien aus Sicht der Thüga, E.ON SE und einiger weiterer Netzbetreiber kompensatorische Maßnahmen in der Qualitätsregulierung erforderlich, sodass eine mögliche Monetarisierung ausschließlich als Bonussystem auszugestalten sei. Nach volkswirtschaftlicher Betrachtung sei aufgrund des Ziels der Produktivitätssteigerung von Aus- und Weiterbildungen per se ein positiver volkswirtschaftlicher Nutzen zu erwarten, die negative volkswirtschaftliche Verteilungswirkungen ausschlossen. Dies mache ein Bonus-Malus-System nicht erforderlich. Weiterhin sei ein solches System auch deswegen innerhalb der Praxis nicht sinnvoll, da es zahlreiche externe Einflussfaktoren gebe, die Netzbetreiber nur schwer steuern könnten, sodass hohe bürokratische Hürden drohten. Auch der VKU sprach sich an dieser Stelle für ein reines Bonussystem aus und

argumentiert damit, dass ein solches die Akzeptanz in der Branche erhöhen könne, während negative Anreize zu administrativer Komplexität und Streitigkeiten führten.

8.7.2 Anmerkungen zu weiteren möglichen Bestandteilen der Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6.1)

151 Von der 1Komma5° GmbH wurde angemerkt, dass der Fokus auf die Netzleistungsfähigkeit als geeigneter Ansatzpunkt gesehen werde, um neben der Anschluss- und Ausbauleistung auch die tatsächliche Nutzung bestehender Netzkapazitäten als Qualitätsdimension abzubilden. Die Effizienz der Netzauslegung und des Netzbetriebs zeige sich nicht nur im Zubau, sondern auch im Management von Lastspitzen und in der Auslastung vorhandener Betriebsmittel. Ein transparenter und standardisierter Netzauslastungsindikator könne diese Dimension sichtbar machen und perspektivisch monetarisiert werden. Internationale Erfahrungen, etwa aus Schweden, mit einem schrittweise eingeführten Load-Flow-Anreiz, zeigten die regulatorische Praktikabilität dieses Ansatzes. Daraus leitete die 1Komma5° GmbH ab, dass die Netzauslastung und die Peak-Management-Fähigkeit als eigenständige, outputorientierte Komponenten der Netzleistungsfähigkeit verankert und die Monetarisierung an eine nachweislich effiziente Netznutzung geknüpft werden sollten. Auch das RAP sprach sich für ein Monitoring der Netzauslastung zur Reduktion der Spitzenlasten aus. Nach dem schwedischen Vorbild könne die traditionelle Ausbauplanung mit operativen Steuerungsmaßnahmen verknüpft werden.

152 Einige Vertreter der Netznutzerseite gaben an, dass es an einer einfachen Möglichkeit fehle, Probleme mit Netzbetreibern, die zum Beispiel konkrete Projekte behinderten, zu melden. Sie schlugen als Lösung deswegen die Einführung einer Meldestelle für Netzbetreiber im Energiebereich vor. Diese könne mit einer finanziellen Anreizkomponente verbunden werden, die auf der Anzahl und Schwere der gemeldeten Mängel basiere. Daneben fehle es auch an Anreizen für die Qualität der Webportale aus Kundensicht. So könne durch Verbesserungen wie Transparenz und Interoperabilität die Planung deutlich vereinfacht werden. Aus diesem Grund sei neben der Geschwindigkeit der Netzanschlüsse auch die Qualität der Netzan-schlussprozesse aus Sicht der Netznutzer mit Anreizen zu versehen.

8.7.3 Anmerkungen zur Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)

153 Laut dem BDEW bleibe die Zielsetzung der „Energiewendekompetenz“ unklar. Der Festlegungsentwurf solle präziser darlegen, welche konkreten Probleme durch dieses Regulie-

rungsinstrument gelöst werden sollen und inwieweit diese Probleme im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber lägen. Der Regulierungsbedarf ließe sich nur durch eine transparente Begründung rechtfertigen. Es sei laut BDEW sinnvoller angemessene Rahmenbedingungen zu schaffen, die Investitionen und die Finanzierbarkeit der Energiewende sicherstellen, anstatt neue Regulierungsinstrumente. Die Komplexität der Energiewende erschwere es, deren Umsetzung messbar und vergleichbar zu machen. Es sei eine Empfehlung von ACER, dass vor der Einführung einer anreizbasierten Outputregulierung ausreichend Daten gesammelt würden, um die Wirksamkeit und Belastbarkeit solcher Instrumente zu überprüfen. Weiterhin ziele die Energiewendekompetenz auf die vorausschauende Umsetzung zukünftiger Anforderungen ab. Aus diesem Grund sei ein rein vergangenheitsorientierter Kennzahlenansatz nur begrenzt dazu geeignet, diese vorausschauenden Fähigkeiten abzubilden. Die Weiterentwicklung der Regulierung solle deswegen mehrdimensional und flexibel ausgestaltet werden. Dabei könne ein ergänzendes inputorientiertes Element zur Stärkung der Energiewendekompetenz sinnvoll sein.

154 Die E.ON SE begrüßte die Herausnahme von exogenen Einflussfaktoren aus den Kennzahlen, gab aber gleichzeitig zu bedenken, dass eine vollständige Erfassung dieser exogenen Einflussfaktoren, insbesondere abhängig von den internen IT-Systemen der Netzbetreiber, nicht möglich sei.

155 Aus Sicht von Netze BW GmbH sei entscheidend, dass zur Abbildung der Energiewendekompetenz über Indikatoren keine Fehlanreize zur Bevorzugung einzelner Technologien gesetzt würden.

8.7.3.1 Anmerkungen zu Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse

156 Vor dem Hintergrund, dass zur Abbildung der Energiewendekompetenz auf die Prozesse beim Netzanschluss von erneuerbaren Erzeugungseinrichtungen, Verbrauchereinrichtungen und Speichern pro Jahr abgestellt werde, hinterfragte die GEODE, aber auch einige Netzbetreiber kritisch, inwieweit der Anreiz von beschleunigten Netzanschlüssen mit der Versorgungssicherheit in Einklang zu bringen sei und nicht zu qualitätsgeminderten Anschlussprozessen führe.

157 Die E.ON SE hingegen hielt es für zentral, dass bei der Bewertung der Energiewendekompetenz auch bereits vor dem Jahr 2022 erbrachte Leistungen der Netzbetreiber einbezogen würden. Dies sei deswegen notwendig, um die tatsächliche Betroffenheit der Energiewende zu erfassen und zu verhindern, dass Unternehmen eine Benachteiligung erfahren, die bereits

frühzeitig einen Beitrag zur Umsetzung leisteten. Daneben solle die Gestaltung der Energiewendekompetenz so erfolgen, dass eine Doppelbelastung oder doppelte Anreizwirkung vermieden werde. Dazu seien die Kennzahlen so zu wählen, dass keine Überschneidungen oder Konflikte mit bestehenden regulatorischen Mechanismen, wie der Anreizregulierung oder den Regelungen nach § 14a EnWG entstehen. Außerdem seien Netzveränderungen – insbesondere die Übertragungen von Teilnetzen – bei der Kennzahlenanalyse zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber nicht benachteiligt würden, wenn Veränderungen außerhalb ihres Einflussbereichs erfolgten. Weiterhin sei auch der Umgang mit „Ausreißern“ zu überdenken, da auch eine Umsetzungsquote von mehr als 115 Prozent nicht unbedingt unplausibel sei, da diese durch zeitliche Verschiebungen oder Netzveränderungen entstehen könnten.

158 Der BDEW und einige Netzbetreiber merkten an, dass das E-Bridge Gutachten 2025 für die Bewertung der Energiewendekompetenz eine quantifizierbare, absolute Betroffenheit voraussetze. Dabei sei ein Schwellenwert von zehn Netzanschlussbegehren festgelegt worden, da bei geringerer Betroffenheit Messgrößen und statistische Auswertungen nicht aussagekräftig seien. Die Abweichung der Beschlusskammer hiervon auf fünf Netzanschlussbegehren in der Mittel-/Niederspannung bzw. zwei Netzanschlussbegehren in der Hochspannung könne laut den Aussagen im E-Bridge Gutachten 2025 zu signifikanten Ausreißern und einer negativen Beeinflussung der Ergebnisse führen. Insoweit sei für einige Netzbetreiber fachlich nicht nachvollziehbar, aus welchen Gründen es seitens der Beschlusskammer zu dieser Abweichung gekommen sei.

159 Daneben seien die Gutachter zu dem Schluss gekommen, dass in der absoluten Betroffenheit signifikante Unterschiede zwischen den Netzbetreibern bestünden, was eine belastbare Aussage für Mittel- und Hochspannung unmöglich mache. Dies stütze die Sicht der Branche (u. a. so auch die E.ON SE), dass strukturelle Unterschiede eine anreizbasierte Bewertung der Energiewendekompetenz verzerrten. Deswegen sei die derzeitige Konzeption der Bewertung als nicht geeignet für eine wirksame outputorientierte Regulierung anzusehen. Einige Netzbetreiber ergänzten zu der Kritik des BDEW, dass insbesondere historische Entwicklungen eines Netzes vollständig unberücksichtigt blieben. So stünden Netzbetreiber, die in den vergangenen Jahren viele einfach umsetzbare Netzanschlüsse verwirklicht hätten, aktuell häufig vor technischen anspruchsvollen Projekten, was sie durch die fehlende Berücksichtigung der Netzgeschichte systematisch benachteilige.

- 160 Weiterhin würde im E-Bridge Gutachten 2025 Korrelation mit Kausalität gleichgesetzt, obwohl statistische Untersuchungen nur Annäherungen liefern und keine kausalen Zusammenhänge bestätigen könnten. Insoweit sei aus Sicht des BDEW nicht von einer Beeinflussbarkeit auszugehen, da deren Grundlage nicht ausreichend belegt sei.
- 161 Aus Sicht des VKU basiere das E-Bridge Gutachten 2025 auf einer unzureichenden Datengrundlage. So gäbe es schon bei der Definition der Strukturdaten der Netzbetreiber Ungenauigkeiten und Fehlschlüsse, die zu einem nicht belastbaren Datensatz führten. Auch die Verwendung von Schätzwerten und uneindeutigen Erläuterungen sowie eine undurchsichtige Handhabung von Nullwerten erschwerten die Verlässlichkeit der Datengrundlage. Das führe dazu, dass nur indizielle Erkenntnisse gewonnen werden würden, die als Grundlage für eine sachgerechte Regulierung nicht dienen könnten.
- 162 Laut der Netze BW GmbH seien hinsichtlich der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede insbesondere auch relevante relative Strukturparameter systematisch zu untersuchen, da die Prüfung von Korrelation sowohl absolute als auch relative gebietsstrukturelle Merkmale einbeziehen müsse. Auch andere Netzbetreiber kritisierten, dass wesentliche Strukturparameter, wie Netzstruktur, Anschlussdichte und historische Netzentwicklung unberücksichtigt bleiben würden und daher die Vergleichbarkeit der Kennzahlen beeinträchtigt sei. Darüber hinaus wurde eine regelmäßige, datenbasierte Überprüfung der Relevanz und Eignung von Strukturparametern auf Basis qualitativ hochwertiger Zeitreihen gefordert, um die Kennzahlen kontinuierlich an die realen Bedingungen und Entwicklungen anzupassen. Auch laut dem BDEW sei eine regelmäßige Überprüfung der Kennzahlen im Zusammenhang mit gebietsstrukturellen Unterschieden durchzuführen, da ansonsten zu befürchten sei, dass die statischen Auswertungen aufgrund der uneinheitlichen Datenlage, etwa durch die Einbeziehung kleinerer Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren, verzerrt werden könnte. Zu empfehlen sei daher eine differenzierte Analyse unter Berücksichtigung von strukturellen Parametern, wie der Fläche des Netzgebiets oder der Anzahl von Letztverbrauchern, da nur dies eine verlässliche und sachgerechte Bewertung der Energiewendekompetenz ermögliche.
- 163 Aus Sicht des BDEW und einiger Netzbetreiber seien die Kennzahlen „zusätzliche erneuerbare Energie“ und „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher“ nicht sachgerecht und sollten daher aus dem Regulierungsansatz entfernt werden. Denn die beiden Kennzahlen seien nur sehr eingeschränkt durch Netzbetreiber beeinflussbar und stark von externen

Faktoren abhängig. Außerdem sollten die Kennzahlen laut BDEW als „Umsetzungsquote“ bezeichnet werden, da „zusätzlich“ eine absolute Größe suggeriere, während die tatsächlich verwendete Umsetzungsquote eine relative Größe darstelle, die angebe, wie viele Anfragen im Verhältnis zu den gestellten Anfragen in einem Jahr umgesetzt wurden. Zu „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher“ gaben außerdem einige Netzbetreiber an, dass seitens der Netzbetreiber regelmäßig keine verlässlichen Daten über die tatsächliche Nutzung des Anschlusses vorlägen. Daneben sei eine trennscharfe und überprüfbare Zuordnung zu „Energiewendetechnologien“ weder einheitlich noch rechtssicher möglich, was zu Unsicherheiten und Inkonsistenzen führe. Gleichzeitig könne aber auch die selektive Berücksichtigung einzelner Anschlussarten zu Fehlanreizen zu Lasten anderer Netzkunden führen, indem Netzbetreiber gewisse Anschlussarten priorisierten. Zuletzt sei auch diese Kennzahl weder eindeutig definiert noch sachgerecht beeinflussbar. Andere Marktakteure begrüßten hingegen die Ausgestaltung der Kennzahl „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher“, da gerade die explizite Erwähnung von Ladeeinrichtungen als Energiewendetechnologie diese in der Energiewendekompetenz abbilde. Aus ihrer Sicht seien Ladeeinrichtungen eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Elektromobilität und somit für die Energiewende im Verkehrsbereich.

164 Die Kennzahlen für „Netzanschlussdauern“ und „Umsetzungsquoten“ seien nach Aussage des BDEW zu präzisieren und transparenter zu gestalten. Dies gelte insbesondere für Stornierungen, die nicht im Einflussbereich der Netzbetreiber lägen. Dieser Kritik des BDEW an der Kennzahl „Umsetzungsquoten“ schlossen sich eine Vielzahl an Netzbetreibern an und führten aus, dass es an einer Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber hinsichtlich dieser Kennzahl mangle und Verzögerungen auf Kundenseite die Ergebnisse verzerrten. Auch die E.ON SE schloss sich der Kritik an, fordert aber nicht die Konkretisierung, sondern die Streichung dieser Kennzahl. Auch aus Sicht von GEODE sei das definierte Kriterium der Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber von der Beschlusskammer nicht ausreichend berücksichtigt worden, da der Netzanschlussprozess maßgeblich von Dritten bestimmt werde. Dies betreffe insbesondere den Prozess von der Annahme der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme des Anschlusses, bei dem der Netzbetreiber bereits bestehende gesetzliche Vorgaben und Fristen umsetzen müsse, was dazu führe, dass wenig Optimierungspotential bestehe.

165 Mehrere Netzbetreiber merkten an, dass die Berechnungsmethodik der Kennzahlen der

Netzanschlussdauer (Tenorziffer 6.2.4 und 6.2.5) eine Zielerreichung von 100 Prozent rechnerisch nicht zulasse, da diese nur bei einer Netzanschlussdauer von null Tagen erreichbar wäre. Die Netzbetreiber fordern, dass die methodische Einschränkung berücksichtigt werde und sichergestellt werde, dass der Maximalwert der Kennzahl erreichbar sei.

166 Für die Dauerkennzahlen sei das Enddatum eindeutig auf die „Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ festzulegen, da nur dieser Zeitpunkt vollständig im Einflussbereich des Netzbetreibers liege. Die bisherigen statistischen Auswertungen seien nicht hinreichend transparent und aussagekräftig, da die zugrunde gelegten Strukturparameter nicht offengelegt seien.

167 Einige Netzbetreiber führten darüber hinaus aus, dass aufgrund der unbestimmten Definition von Netzanschlussbegehren unklar bleibe, ob stornierte Begehren im Nenner enthalten seien, was zu Unstimmigkeiten bei der Berechnung führen könne. Außerdem trugen sie vor, dass zeitliche Verschiebungen der Anschlussbegehren bei der Streichung von Stornierungen aus Zähler und Nenner lediglich eine Verschiebung zwischen Anschlussjahren bewirke, was als zeitliche Komponente so jedoch schon durch die Dauerkennzahlen des Anschlussprozesses abgebildet werde. Somit seien die Kriterien der Beeinflussbarkeit und der Nicht-Redundanz hinsichtlich der Kennzahl nicht gegeben, da es in Verbindung mit den Dauerkennzahlen zu einer doppelten Gewichtung des gleichen Sachverhalts käme.

8.7.3.2 Anmerkungen zu Kennzahlen im Bereich der Standardisierung

168 Der vzbv und der ZVEI forderten die Entwicklung von Indikatoren für die Standardisierung und Modularisierung von Prozessen. Es sollten Indikatoren für die Standardisierung und Modularisierung entwickelt werden, um den Transformationsprozess der Energienetze zu beschleunigen. Unternehmensindividuelle Lösungen stellten ein erhebliches Hemmnis dar, weshalb die Umsetzung von gesetzlichen Standardisierungen und deren Überprüfung notwendig sei.

169 Auch die E.ON SE befürwortete die Festlegung der Energiewendekompetenz über Kennzahlen zu Netzanschlüssen, gibt aber an, dass außerdem ein Fokus auf die Standardisierung zu legen sei, da dies ein zentraler Faktor für die Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Prozessbeschleunigung innerhalb der Netzbetreiberlandschaft sei. Derzeit entwickelten Netzbetreiber vielfach isoliert, oft konkurrierende Lösungen, die zu unnötigen Kosten, Arbeitsaufwand und Verzögerungen führten. Bei der Förderung von Standardisierung sei insoweit mit der Reduzierung von systematischer Doppelarbeit, Beschleunigung von Beschaffung und

Planung und Senkung der Stück- und Prozesskosten zu rechnen.

8.7.3.3 Anmerkungen zu weiteren möglichen Kennzahlen

- 170 Ein Unternehmen der Netznutzerseite wies darauf hin, dass Fehlanreize bei der Definition von Qualitätskennzahlen zu vermeiden seien. Insbesondere sollen Netzanschlussbegehren, die potenziell zeitintensiv seien, nicht aufgrund des erwarteten Aufwands abgelehnt oder nur in Teilbereichen realisiert werden. Eine ergänzende Erfassung und Auswertung von abgelehnten Begehren oder solchen mit Teilleistungen würden ein vollständigeres Bild der Leistungsfähigkeit und Energiewendekompetenz der Netzbetreiber liefern. Es werde daher empfohlen, die Perspektive der Anschlussnehmenden stärker zu berücksichtigen. Auch weitere Marktakteure merkten in ihren Stellungnahmen an, dass die fehlende Berücksichtigung des Verhältnisses von vollständigen zu unvollständigen Anfragen als problematisch angesehen werde. Oftmals würden Anfragen als unvollständig abgelehnt, was die Statistik verzerre. Es solle auch die Quote dieser abgelehnten Anfragen erfasst werden, um die Prozesse zu optimieren.
- 171 Die Netznutzerseite äußerte zudem, dass auch die Bereitstellung von Preissignalen aus dem Netz zu berücksichtigen sei. Auch die Flexibilität von Verbrauchseinrichtungen solle als Teil der Energiewendekompetenz betrachtet werden. Die Schaffung von Kennzahlen, die den flexiblen Einsatz dieser Technologien erfassen, seien sinnvoll, um die Effizienz des Netzzugangs weiter zu verbessern. Als mögliche weitere Kennzahlen wurden die Minimierung der Dauer für die Änderung des Bilanzierungsverfahrens und der Lieferantenwechsel, sowie die Verbesserung der Transparenz der Netzanschlussprozesse genannt. Ein weiterer Punkt betreffe die Erfassung und Förderung der Speichertechnologien, da deren Integration als Teil der Energiewendekompetenz besonders wichtig sei.

8.7.4 Anmerkungen zur Monetarisierung der Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2.6)

- 172 Laut dem BNE, dem Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW Solar), dem vzbv, dem Bündnis Bürgerenergie e. V. (BBEn) und Germanwatch e. V. sei die erstmalige Erfassung der Netzleistungsfähigkeit zwar ein richtiger Schritt, bleibe aber ohne monetäre Bewertung unvollständig – da ohne eine solche Bewertung keine wirksamen Investitionsanreize entstehen würden. Entsprechend wird in einigen Stellungnahmen ein verbindlicher Zeitplan für die Monetarisierung der Netzleistungsfähigkeit gefordert, um Netzbetreiber zu Investitionen zu

motivieren. Dies sei deswegen dringend notwendig, da bestehende Probleme beim Netzan-
schluss und unzureichender Digitalisierung bereits einen klaren Handlungsbedarf aufzeigten.

- 173 Einige Netzbetreiber kritisierten, dass der Festlegungsentwurf nicht ausreichende methodi-
sche und fachliche Klarheit zu den einzelnen Kennzahlen und der Vergleichbarkeit der Be-
wertung der vorgesehenen Anreizlogik biete. Auch werde ein explorativer Ansatz zur Netz-
leistungsfähigkeit ohne wissenschaftliche Fundierung als problematisch erachtet. Aus die-
sem Grund wurde gefordert, dass die Netzleistungsfähigkeit nicht monetär bewertet werde
oder, falls doch, nur als Bonus-System erfolgen solle. Ein Bonus-/Malus-System sei zudem
nicht sachlich gerechtfertigt und würde zu Fehlanreizen führen, da Netzbetreiber dadurch
gezwungen sein könnten, kurzfristige, ineffiziente Maßnahmen zu ergreifen, um Strafen zu
vermeiden, anstatt nachhaltige und langfristige Investitionen zu tätigen.
- 174 Daneben fehle im Festlegungsentwurf eine Darstellung, wie die monetarisierten Aspekte der
Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit in der Regulierungsformel zu einem einheit-
lichen Qualitätsparameter (Q_t) zusammengeführt werden sollen. Diese Aggregation sei ent-
scheidend für die Anreizwirkungen und die Gewichtung der Qualitätsziele. Aus Gründen der
Transparenz und der regulatorischen Konsistenz solle die Methodik hierfür im Festlegungs-
entwurf klar spezifiziert werden.
- 175 Die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) und der Bundesverband der Energie-
Abnehmer e. V. (VEA) begrüßten die Erhebung von Daten vom Netzananschluss bis zum Stand
der Digitalisierung und zur Auslastung der Stromnetze, da dies von zentraler Bedeutung für
eine zukunftsfähige Ausgestaltung der Anreizregulierung sei. Sie plädierten für eine Ausge-
staltung eines Bonus-Malus-Systems, bei dem die Performance der Qualitätsregulierung
maßgeblich für die Höhe der Eigenkapitalverzinsung sei.
- 176 Einige Netzbetreiber lobten die transparente Benennung der Kriterien zur Bewertung der
Kennzahlen, weisen aber darauf hin, dass aus ihrer Sicht das Kriterium der Verhältnismäßig-
keit der Anreizwirkung fehle. Zu prüfen sei unter diesem Kriterium, ob die monetäre Wirkung
einer Kennzahl in einem angemessenen Verhältnis zur tatsächlichen Steuerbarkeit durch den
Netzbetreiber, zum Investitionsbedarf sowie zum Aufwand der Datenerhebung und -validie-
rung stehe.
- 177 Hinsichtlich der Monetarisierung wiesen der BDEW und mehrere Netzbetreiber auf erhebli-
che Mängel und Unsicherheiten im Bezug auf die Datengrundlage, Definitionen und Kenn-
zahlen bei der Ermittlung der Energiewendekompetenz hin. Dies sei vor der Monetarisierung

zu klären. Von daher sei laut BDEW und E.ON SE positiv zu bewerten, dass die finanziellen Anreize für Netzbetreiber erst zu einem späteren Zeitpunkt festgelegt würden.

178 Das gutachterlich vorgeschlagene komplexe finanzielle Anreizsystem bewerteten der BDEW sowie einige Netzbetreiber als schwer nachvollziehbar und wenig transparent, was die Akzeptanz in der Praxis gefährde. Die Monetarisierung basierend auf der CO₂-Vermeidung sei als besonders problematisch zu anzusehen, da diese auf unsicheren Annahmen beruhe und teilweise von Faktoren abhängen, die außerhalb der Kontrolle der Netzbetreiber läge. Außerdem könne diese Bewertung von Anschlüssen nach CO₂-Vermeidung zu Diskriminierung und Fehlanreizen führen. Laut BDEW sei deswegen ein Bonussystem ohne Strafen vorzuziehen, um Netzbetreiber für ihre tatsächlichen Beiträge zur Energiewende positiv zu incentivieren, ohne sie finanziellen Risiken durch unkontrollierbare äußere Faktoren auszusetzen.

179 Die Netznutzerseite sprach sich dagegen für die Monetarisierung aus, da Transparenz allein nicht ausreiche, um Netzbetreiber zu besserer Qualität zu motivieren. Aufgrund der natürlichen Monopolstellung der Netzbetreiber, werde der Wechsel des Anbieters erschwert und mache Transparenz als Anreiz weniger effektiv.

180 Auch der vzbv und weitere Verbände forderten ein Bonus-/Malus-System. Damit könne die Energiewendekompetenz und Digitalisierung der Netzbetreiber gefördert und angereizt werden. Die Monetarisierung der Energiewendekompetenz sei erforderlich, um die Netzbetreiber zu einer schnelleren und effizienteren Umsetzung von Netzanschlüssen und flexiblen Netzanschlussbedingungen zu bewegen.

8.7.5 Anmerkungen zu Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)

181 Der BDEW gab in seiner Stellungnahme an, dass es volkswirtschaftlich ineffizient sei, wenn jeder Netzbetreiber sämtliche Digitalisierungsmaßnahmen in allen vier Dimensionen gleichermaßen umsetzt. Zudem sei eine höhere Ausprägung des Digitalisierungsindizes nicht mit einer höheren Kompetenz gleichzusetzen, da qualitative Aspekte und quantitative Ergebnisse schwer vergleichbar seien. Deswegen sei ein Digitalisierungsindex nur eingeschränkt für eine individuelle Bewertung und nicht für eine fundierte Investitionsentscheidung geeignet. Ein deutschlandweiter Digitalisierungsindex könne zwar grobe Entwicklungen in der Branche aufzeigen, erziele jedoch aufgrund der Mittelwertbildung einen „Verwässerungseffekt“, die die Aussagekraft einschränke. Es sei deswegen nicht möglich, aus dem Index eine direkte Handlungsempfehlung abzuleiten. Zwar sei begrüßenswert, dass die Beschlusskammer das Verfahren zur Ermittlung des netzbetreiberindividuellen Digitalisierungsindex

konkretisiert habe, an klaren Definitionen für die Abfragen fehle es allerdings weiterhin, was in der Folge zu unklaren Datenerhebungen führe.

- 182 Mehrere Netzbetreiber führten aus, dass der Digitalisierungsindex in seiner aktuellen Ausgestaltung in kein konsistentes regulatorisches Zielsystem eingebettet sei. Da weder ein klarer Branchenbezug noch konkrete regulatorische Konsequenzen vorgesehen seien, bleibe offen, welchen praktischen Mehrwert der Index tatsächlich erzeugen könne. Laut den Netzbetreibern würde das Problem durch die methodische Konstruktion noch verstärkt werden, da die Bildung mehrerer Teilindizes, die anschließend über verschiedene Mittelwerte aggregiert würden, zwangsläufig zu Verwässerungseffekten führen würden. Unterschiedliche Prozess- und Aufgabenbereiche, die kaum miteinander vergleichbar seien, würden statistisch zusammengeführt, wodurch die Trennschärfe des Indexes erheblich leide. Dieser Effekt werde zusätzlich verstärkt, weil der Index strukturelle Unterschiede zwischen Netzbetreibern nicht ausreichend berücksichtige. Ein einheitlicher bundesweiter Index könne die sehr unterschiedlichen Ausgangslagen, regionale Bedingungen und digitale Reifegrade der Netzbetreiber nicht adäquat abbilden. Dies berge das Risiko systematischer Verzerrungen und Fehlinterpretationen.
- 183 Verschiedene Netzbetreiber und der BDEW kritisierten zudem, dass zentrale Berechnungsschritte nicht hinreichend erläutert worden seien. Für bestimmte Antwortkategorien im Erhebungsbogen (zum Beispiel „ja, stündlich/täglich/jährlich oder nein“) fehle eine nachvollziehbare Kodierungsvorschrift, anhand derer eindeutig werde, wie die Angaben in Prozentwerten oder numerischen Größen überführt werden sollen. Die Netzbetreiber merkten an, dass der Index insgesamt in seiner jetzigen Form als wenig belastbare Größe diene.
- 184 Der VKU merkte hinsichtlich der beabsichtigten Veröffentlichung der Kennzahlen an, dass eine solche nur gerechtfertigt sei, wenn die Datengrundlage für die Ermittlung der Kennzahlen qualifiziert und vergleichbar sei. Kennzahlen, die auf subjektiven Schätzungen beruhten, führten zwangsläufig zu einem nicht belastbaren Ranking. Auch die Ankündigung der Beschlusskammer, die Methodik weiterzuentwickeln, deute darauf hin, dass die Methodik noch nicht ausreichend ausgereift sei und die unterschiedlichen Ausgangslagen nicht hinreichend berücksichtigt werden könnten. Aus Sicht des VKU sei deswegen auf eine Veröffentlichung zu verzichten, solange diese Unsicherheiten bestünden.
- 185 Verschiedene Akteure (BNE, Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW Solar), vzbv, Bündnis

Bürgerenergie e. V. (BBEn) und Germanwatch e. V.) kritisierten, dass der Digitalisierungsindex wesentlich zu kurz greife, da die für Energiewendedienstleistungen wesentliche Leistungsfähigkeit der digitalen Infrastruktur nicht konsequent erfasst werde. Zudem würde er die schon heute vielfach dokumentierte Umsetzungslücke bei geltenden gesetzlichen Vorgaben missachten.

186 Von Netznutzerseite (hier 1Komma5° und weitere) wurde die rein deskriptive Behandlung der Digitalisierungsindizes als nicht überzeugend bewertet. Bestehende Defizite in der digitalen Prozesskette, insbesondere im Kundenmanagement und in der Marktkommunikation, seien bereits bekannt und würden ohne Bewertungs- und Anreizwirkung nicht in ausreichenden regulatorischen Handlungsdruck übersetzt. Ein „adäquates Maß“ an Digitalisierung gelte als bestimmbar und müsse zumindest die verlässliche Erfüllung gesetzlicher und regulatorischer Mindestvorgaben (u. a. GPKE, WiM, MPES) umfassen, da ohne diese digital gestützten Prozesse weder Marktzugang noch Flexibilitätsnutzung praktisch möglich seien. Wenn Digitalisierungsindizes ohne Konsequenzen blieben, bestehe das Risiko, dass systematische Frist- und Prozessverstöße nicht wirksam adressiert würden.

187 Entsprechend waren einige Marktakteure der Ansicht, dass die Erfassung von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren im Bezug auf die Netzleistungsfähigkeit entscheidend sei. Dies sei deswegen wichtig, da eine vollständige und fehlerfreie Umsetzung von Prozessen, wie GPKE und WiM, durch die Verteilernetzbetreiber derzeit keine Sanktionen nach sich zöge. Ein Anreiz zur Nutzung von Shared-Service-Centern oder die Einführung eines wirksamen finanziellen Anreizes für die vollständige Umsetzung von Prozessen werde als erforderlich angesehen, um die Qualität und Effizienz der Marktkommunikation zu verbessern.

188 Andere Vertreter der Netznutzerseite gaben an, dass es aktuell auch noch an konkreten Anreizen fehle, die die Verteilernetzbetreiber dazu motivierten, die Digitalisierung auch für die Bereitstellung von Flexibilität einzusetzen (etwa Implementierung zeitvariabler Netzentgelte, Nutzung von Speichern, Ermöglichung virtueller Messkonzepte für PV-Anlagen etc.). Sie betonen, dass neben der Transparenz auch monetäre Anreize notwendig seien, um die Umsetzung von Digitalisierungsmaßnahmen zu beschleunigen. Hierzu gehörten auch spezifische Kennzahlen, wie die Anzahl umgesetzter Mieterstromprojekte und die Qualität von Datenschnittstellen.

189 Netznutzerseitig sei ein weiteres Thema die Verbesserung der Datenverwaltung und -ab-

frage. Eine synchrone Abfrage und eine einheitliche Datenarchitektur seien geeignet, die Qualität der Prozesse erheblich zu verbessern. Auch seien Kriterien zur Cybersicherheit und zu Fehlerbehebung in digitalen Prozessen zu berücksichtigen.

190 1Komma5° trug zudem vor, dass die Leitlinie der Datensparsamkeit nicht als Datenvermeidung verstanden werden solle. Zudem werde die Möglichkeit der „jederzeitigen Nachsteuerung“ der Datenerhebung als klärungsbedürftig angesehen, da unklar bleibe, wie Änderungen an Indikatoren ohne Anpassung der Methodenfestlegung erfolgen sollen. Zudem wurde gefordert, fehlende oder grob fehlerhafte Angaben bei perspektivischer Monetarisierung der Digitalisierungsindizes konsequent zu pönalisieren, etwa durch Bewertung mit der schlechtesten Kategorie, um strategisches Nichtausfüllen zu vermeiden und Vergleichbarkeit sowie Datenqualität sicherzustellen.

191 1Komma5° kritisierte weiterhin, dass der digitale End-to-End-Netzanschluss bislang nicht als eigenständige Leistungsdimension im Kundenmanagement berücksichtigt werde, obwohl gerade diese Prozesse nach Herstellung des physischen Anschlusses die tatsächliche Betriebs- und Marktfähigkeit herstellen würden.

192 Der ZVEI kritisierte, dass die digitalen Kennzahlen nicht monetarisiert würden. Ohne finanzielle Anreize könne der regulatorische Impuls schwächer ausfallen, was wiederum zu Verzögerungen bei Investitionen in moderne Netztechnik und IT/OT-Sicherheit führen könne. Der ZVEI trug zudem vor, dass dort wo derzeit Daten fehlen würden, durch Anreize die Erhebung und Qualität dieser Daten gefördert werden solle. In Bereichen, in denen eine Vergleichbarkeit schwierig sei, könne stattdessen die Verbesserung über Zeit als Kriterium verwendet werden. Der ZVEI betonte darüber hinaus, dass jetzt mit dem Aufbau von Grundlagen, Zielsetzung, Umsetzung und kontinuierlichem Lernen begonnen werden müsse.

193 Der ZVEI merkte zudem an, dass nachhaltige Netzbewirtschaftung und Lebenszyklusorientierung der Netze, im aktuellen Entwurf nicht ausreichend berücksichtigt worden seien. Indizes zur Werterhaltung, digitalen Dokumentation und Zustandsbewertung müssten entwickelt werden, insbesondere im Hinblick auf CO₂-Bilanzen und den Digitalen Produktpass (DPP).

194 Der ZVEI trug auch vor, dass die Beschlusskammer angemerkt habe, dass zusätzliche Dimensionen und Indizes denkbar seien. Laut ZVEI werde eine Roadmap benötigt, um diese zusätzlichen Dimensionen zu definieren und die Grundlage für weitere Indizes zu schaffen. Der

ZVEI schlug weitere Indizes vor, insbesondere in den Bereichen Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit, internes Datenmanagement, Automatisierung und Integration in das externe Datenökosystem. Diese sollen durch den regulatorischen Rahmen angereizt werden, um eine stabile Grundlage für digitale Technologien wie KI zu schaffen. Weitere Dimensionen seien Energieeffizienz, Datenbereitstellung für Marktteilnehmer und Markintegration und die Integration der Schwarzstartfähigkeit.

9. Weiterer Verfahrensablauf

- 195 Der Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hatte dem Länderausschuss dazu den Beschlussentwurf am 3. Juni 2026 übersandt. In seiner Sitzung am 18. Juni 2026 hat der Länderausschuss das Benehmen gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG hergestellt.
- 196 Eine schriftliche Stellungnahme des Länderausschusses ist nicht eingegangen. In der Sitzung des Länderausschusses am 18.06.2025 wurde, wie auch bereits in einem Termin am 09.06.2026, der nachfolgende Punkt besprochen:
- 197 Weil die Bundesnetzagentur die Daten zur Netzzuverlässigkeit bundesweit erhebt, sei es notwendig, diese auch an die Landesregulierungsbehörden weiterzugeben. Diese Weitergabe solle in der Methodenfestlegung geregelt werden.
- 198 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

199 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1 und 3 Nr. 5 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

200 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer Energie trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 7) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i. V. m. Abs. 3 S. 3 1. Alt. EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

201 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1 und 3 Nr. 5 EnWG.

202 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern erfolgen.

203 Gemäß § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG können nach Maßgabe von Festlegungen der Regulierungsbehörde Entgelte für den Netzzugang der Betreiber von Energieversorgungsnetzen ergänzend zu einer Entgeltbildung nach § 21 EnWG auch durch eine Methode bestimmt werden, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (Anreizregulierung). Nach § 21a Abs. 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde im Einklang mit dem Zweck des EnWG nach §1 Abs. 1 EnWG insbesondere Entscheidungen durch Festlegungen zur Entwicklung und Ausgestaltung eines Regulierungsmodells unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden treffen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

204 Gemäß § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde zur näheren Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells Festlegungen treffen. Gemäß dem Regelbeispiel in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen zur Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben treffen, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt werden, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

- 205 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.
- 206 Die Beschlusskammer hat den Beteiligten sowie den Vertretern der von dem Verfahren betroffenen Wirtschaftskreisen gemäß §§ 67 Abs. 1 und 2 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Hierzu hat sie am 19. Dezember 2025 den Festlegungsentwurf auf ihrer Internetseite veröffentlicht und um Stellungnahme gebeten. Hinsichtlich weiterer Einzelheiten wird auf Kapitel I.8 und die Verfahrensakte verwiesen.
- 207 Die Beteiligung weiterer Behörden ist im gebotenen Umfang erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 14. Oktober 2024 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden, darüber hinaus wurden auch das Bundeskartellamt und der Länderausschuss benachrichtigt. Die förmliche Beteiligung des Bundeskartellamts und der Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ist durch die Übersendung des Beschlussentwurfs am 19. Dezember 2025 mit der Gelegenheit zur Stellungnahme erfolgt.
- 208 Das Bundeskartellamt hat von einer inhaltlichen Stellungnahme abgesehen. Von Seiten der Landesregulierungsbehörden hat die Regulierungskammer Hessen eine Stellungnahme übersandt.
- 209 Dem Länderausschuss wurde am 3. Juni 2026 mit Frist bis zum 18. Juni 2026 gemäß § 54 Abs. 3 S. 1 EnWG die Möglichkeit zur Befassung mit dem geplanten Inhalt der vorliegenden Festlegung und damit die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Aufgrund der Anmerkung des Länderausschusses hinsichtlich der Datenübermittlung durch die Bundesnetzagentur wurde dem Länderausschuss mitgeteilt, dass die Tenorziffer 5.5 aufgenommen werden solle. In der Länderausschusssitzung vom 18. Juni 2026 wurde das Benehmen des Länderausschusses zu dem Beschlussentwurf einschließlich der Einfügung dieser Tenorziffer gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG hergestellt.
- 210 Hinsichtlich der Anmerkungen des Länderausschusses wird auf Kapitel I.9. und auf die Verfahrensakte verwiesen.

4. Rechtlicher Rahmen

211 Hinsichtlich der allgemeinen Beschreibung des europäischen Rechtsrahmens wird auf die Ausführungen in Kapitel II.4.1 in der Festlegung RAMEN Strom verwiesen.

4.1. Nationaler Rechtsrahmen

212 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen (vgl. zu den Ermächtigungsgrundlagen Kapitel II. 2). Im nationalen Rechtsrahmen ist in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG die Einführung einer Qualitätsregulierung explizit vorgesehen. Denn gemäß § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde, sofern sie sich für die Methode der Anreizregulierung nach § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG entschließt, zur näheren Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells Festlegungen treffen. Gemäß dem Regelbeispiel in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG sind sie dabei insbesondere Regelungen zur Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben zu treffen, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt werden, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber. Damit hat der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde die Entscheidungsfreiheit über die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung übertragen. Insbesondere hat die Regulierungsbehörde die Befugnis, darüber zu entscheiden, welche Regelungen zur Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells erforderlich sind (vgl. § 21a Abs. 3 S. 3 1. Halbsatz EnWG „insbesondere“). Hinsichtlich des im Gesetz aufgeführten Regelbeispiels in § 21a Abs 3 S. 3 Nr. 5 EnWG ist die Regulierungsbehörde bei der methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung nicht an die Ausprägungen der Qualitätsregulierung, so wie sie in der ARegV zugrunde gelegt war, gebunden, sondern kann diese weiterentwickeln und umgestalten (vgl. § 21a Abs. 3 Nr. 5 EnWG „etwa“). Die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung erfolgt grundsätzlich unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber. Dazu hat das Oberlandesgericht Düsseldorf in seinem Urteil vom 17.02.2016, VI-3 Kart 162/12 [V] entschieden, dass nur dann die objektiven strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber berücksichtigt werden müssen, wenn diese maßgeblich sind.

4.2. Rechtsrahmen auf Grundlage der Festlegung RAMEN Strom

213 In der Festlegung RAMEN Strom sind Grundlagen für die Durchführung der Qualitätsregulierung in Tenorziffer 12 angelegt. Nach Tenorziffer 12.1 Satz 1 der Festlegung RAMEN

Strom dient die Qualitätsregulierung der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Ferner soll sie nach Satz 2 eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern.

214 Die dortige Tenorziffer 12.2 regelt die Möglichkeit zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität Kennzahlen festzulegen. Dabei wird in Satz 2 festgehalten, dass die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ein Teil der Netzleistungsfähigkeit ist.

215 Nach Tenorziffer 12.3 der Festlegung RAMEN Strom sind die Kennzahlen unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. Im Anschluss an die Erhebung geeigneter Daten erfolgt die Ableitung und Veröffentlichung der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte. Die entsprechende Veröffentlichung kann dabei nach Satz 3 auch die erhobenen Daten umfassen.

216 Aus den ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten können nach Tenorziffer 12.4 der Festlegung RAMEN Strom Kennzahlenvorgaben entwickelt werden, die ebenfalls zu veröffentlichen sind. Werden Kennzahlenvorgaben entwickelt, eröffnet Satz 3 die Möglichkeit, bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben insbesondere Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorzunehmen, also ein Qualitätselement zu bilden. Dazu müssen jedoch hinreichend belastbare Daten vorliegen. Erfolgt die Monetarisierung eines Qualitätselements, hat der Netzbetreiber seine Erlösobergrenze nach Tenorziffer 12.7 der Festlegung RAMEN Strom entsprechend anzupassen.

217 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG sind bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben grundsätzlich die objektiven strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen. Entsprechend regelt auch die Tenorziffer 12.5 der Festlegung RAMEN Strom, dass bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Qualitätsregulierung objektive strukturelle Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen sind, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind.

218 Nach Tenorziffer 12.6 der Festlegung RAMEN Strom obliegt die nähere Ausgestaltung der Qualitätsregulierung, einschließlich des Adressatenkreises, einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG.

5. Sachlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1)

- 219 Tenorziffer 1 Satz 1 regelt den sachlichen Anwendungsbereich der vorliegenden Festlegung. Demnach betrifft die Festlegung die methodische Ausgestaltung der Qualitätsregulierung im Bereich des Energiewirtschaftsrechts durch Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen.
- 220 Um die richtigen Anreize setzen zu können, muss die Versorgungsqualität genauer beschrieben werden. Nach Tenorziffer 12.1 der Festlegung RAMEN Strom erfasst die Versorgungsqualität neben der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen, auch eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Die Versorgungsqualität kann zur Abbildung der maßgeblichen Kriterien aus dieser Beschreibung grundsätzlich in die folgenden, wesentlichen Bestandteile unterteilt werden: die Netzzuverlässigkeit, die Netzleistungsfähigkeit und die Netzservicequalität. Diese Bestandteile werden in der Festlegung RAMEN Strom und im E-Bridge Gutachten 2025 zum Teil auch als Dimensionen der Versorgungsqualität oder der Qualitätsregulierung bezeichnet. Die Begriffe „Bestandteile“ und „Dimensionen“ können grundsätzlich synonym verwendet werden. In der vorliegenden Festlegung wird im Folgenden die Bezeichnung „Bestandteile der Versorgungsqualität“ genutzt.
- 221 Die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit waren bereits in der ARegV als Bestandteile der Versorgungsqualität angelegt, wobei lediglich die Netzzuverlässigkeit regulatorisch umgesetzt war. Die Netzservicequalität hingegen ist ein in einigen europäischen Mitgliedstaaten eingeführter Bestandteil, der vor der Festlegung RAMEN Strom bisher nicht im nationalen Regelungsrahmen verankert war. Daneben sind grundsätzlich auch weitere Bestandteile denkbar.
- 222 In der vorliegenden Festlegung wird die Netzservicequalität vorerst auch weiterhin nicht als Bestandteil der Versorgungsqualität berücksichtigt. In Bezug auf die Netzservicequalität hat sich über das gesamte Verfahren hinweg das uneinheitlichste Bild in den Stellungnahmen ergeben. Einige Marktakteure, vor allem Netznutzer, forderten die Aufnahme insbesondere von Aspekten des Netzzugangs im Rahmen der Netzservicequalität, da das Risiko bestehe, dass zentrale heutige Qualitätsengpässe nach dem physischen Anschluss regulatorisch untergewichtet würden, obwohl diese für die Marktintegration und die Systemdienlichkeit zunehmend relevant seien. Dagegen kritisierten insbesondere Netzbetreiber hinsichtlich der

Aufnahme der Netzservicequalität, dass es klar abgrenzbare und objektive Kriterien geben müsse, unabhängig von der subjektiven Wahrnehmung Dritter. Zudem erfordere gerade die für die Einbeziehung notwendige Datenerhebung zur Netzservicequalität zunächst viel manuelle Arbeit bis zu erfolgten IT-Umstellungen bei den Netzbetreibern und diese wiederum verursache Kosten für die Netznutzer und würde Fachkräfte dauerhaft binden.

- 223 Die Beschlusskammer sieht, wie von einigen Marktakteuren vorgebracht, die Bedeutung des reibungslosen Ablaufs auch des Netzzugangs, ist aber nach wie vor der Ansicht, dass die Netzservicequalität im Vergleich zu den anderen Bestandteilen eine geringere wirtschaftliche Hebelwirkung entfaltet. Auch besitzen die zunächst für das Jahr 2024 und dann für das Jahr 2025 erhobenen Daten eine für die Bestimmung eines eigenen Bestandteils unzureichende Aussagekraft. Aus diesen Gründen sieht die Beschlusskammer von der Einführung eines monetären Anreizes in Bezug auf einen möglichen Bestandteil der Netzservicequalität ab. Die Beschlusskammer teilt nicht die Auffassung der Marktteilnehmer, die eine auch monetäre Beanreizung der Netzservicequalität fordern. Die Beschlusskammer stimmt an dieser Stelle dem BNE zu, dass durch die Veröffentlichung der betreffenden Daten ein transparentes Bild der Netzbetreiber erkennbar würde.
- 224 Die Beschlusskammer verfolgt zudem das Ziel, die mehrfache Berücksichtigung einzelner Aspekte der Qualitätsregulierung nach Möglichkeit zu vermeiden. So wurden beispielsweise Fragestellungen zum Kundenmanagement, die auch der Netzservicequalität zugeordnet werden könnten, bereits aufgegriffen, um diese im Rahmen der Ermittlung eines Digitalisierungsindexes zu berücksichtigen. Die Beschlusskammer behält sich zudem vor, diese Fragestellungen im Rahmen der Digitalisierungsindizes für die Dimension Kundenmanagement zukünftig um weitere Aspekte der Netzservicequalität, beispielsweise die Umsetzung von GPKE- und WIM-Prozessen, auszuweiten. Grundsätzlich hält die Beschlusskammer aber nach wie vor die Beanreizung der Einhaltung konkreter gesetzlicher Verpflichtungen über die Qualitätsregulierung nicht für sachgerecht.
- 225 Zwar sieht die Beschlusskammer auch, dass es durchaus gesetzliche Verpflichtungen gibt, die nicht vollumfänglich von allen Netzbetreibern erfüllt werden, sie aber hält eine aus einer Monetarisierung folgende finanzielle Belohnung der schlichten Erfüllung gesetzlicher Pflichten nicht für angebracht. Gleichzeitig wäre einer Pönalisierung der Nichterfüllung von gesetzlichen Pflichten womöglich deren Durchsetzung mit den Mitteln des Verwaltungsvollstreckungsrechts entgegengehalten worden.

- 226 Aufgrund des zu erwartenden Aufwands und der aus Sicht der Beschlusskammer fehlenden effizienten Umsetzbarkeit, lehnt die Beschlusskammer Vorschläge für die Netzservicequalität ab, die eine unabhängige Kundenbefragung zum Gegenstand haben. Auch die in den Stellungnahmen mehrfach zitierten internationalen Best Practices und Empfehlungen des CEER zu transaktionskostenoptimierten Verfahren, wie eine automatische Entschädigung bei Nichteinhaltung der Mindestkriterien, hält die Beschlusskammer zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch für nicht zielführend. Sowohl bei den Ergebnissen des CEER Benchmarking Reports²⁹ als auch beim internationalen Vergleich der Netzservicequalität muss berücksichtigt werden, dass jedes Land sein eigenes Regulierungssystem mit unterschiedlich definierten Fristvorgaben, Standards, Strafmaßnahmen und Belohnungssystemen hat. Dementsprechend sind auch die im CEER-Report betrachteten Indikatoren der Netzservicequalität unterschiedlich. Im deutschen Anreizregulierungssystem sind viele bereits durch andere Mechanismen abgedeckt, beispielsweise der Indikator Netzanschlussdauer („I.3 Time Duration of Connecting Customers to the Network“) wird teilweise durch die Kennzahlen der Netzleistungsfähigkeit zu den Anschlussdauern („Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ und „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen – Energiewendetechnologien“) abgedeckt. Gleichmaßen wird der Indikator „III.4 Time Until the Restoration of Supply in Case of Unplanned Interruption“ durch die Meldungen der Versorgungsunterbrechungen und die Ermittlung der SAIDI beziehungsweise ASIDI Kennzahlen erfasst. Fragen zur Kommunikation mit anderen Marktteilnehmern sind beispielsweise in die Dimension Kundenmanagement der Digitalisierungsindizes aufgenommen worden.
- 227 Der Umgang mit den empfohlenen Indikatoren wird in anderen europäischen Ländern unterschiedlich gelöst. Beispielsweise führt Österreich ein sehr umfangreiches Monitoring durch und veröffentlicht regelmäßig im Bericht zur kommerziellen Qualität insgesamt 14 Indikatoren zur Netzservicequalität, die im CEER-Report betrachtet wurden. Dagegen hat Österreich für keinen Aspekt der Versorgungssicherheit ein Monetarisierungssystem. Norwegen hat dagegen ein sehr detailliertes Anreizsystem mit landesweit definierten Kostenfunktionen für die Sanktionierung der Versorgungsunterbrechungen je Kundengruppe, aber lediglich zwei Indikatoren für die Netzservicequalität. Keines dieser beiden Länder hat, wie auch Deutschland, eine automatische Entschädigung bei Nichteinhaltung von festgelegten

²⁹ CEER, ECRB, "7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas", Brüssel, 2022, S. 166, abrufbar unter: <https://www.ceer.eu/publication/7th-ceer-ecrb-benchmarking-report-on-the-quality-of-electricity-and-gas-supply/> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

Standards eingeführt. Das CEER Report führt dazu ein Fallbeispiel aus Georgien auf, in dem drei Fälle automatischer Auszahlungen für die Nichteinhaltung von Fristen geregelt sind (1. technische Überwachung der Konstruktion und Installation der Messeinrichtung und des Netzanschlusses, 2. Inbetriebnahme vom neuen oder verstärkten Netzanschluss wurden, 3. Anschluss des Mikrokraftwerks an das Stromnetz).³⁰ Diese Beispiele bestätigen auch die im CEER Report vorgebrachte Feststellung, dass die nationalen Regulierungsbehörden bei der Erarbeitung von Vorschriften für die Netzservicequalität ihre nationalen, politischen, kulturellen und wirtschaftlichen Besonderheiten berücksichtigen.³¹ Diese unterschiedliche Lösungsansätze betonen somit die aktuellen Prioritäten der Länder und Erwartungen der Netzkunden gegenüber der Funktionalität des Elektrizitätsnetzes. Die Beschlusskammer sieht aktuell keinen Anlass für die Einführung von automatischen Entschädigungen bei Nichteinhaltung der gesetzlich festgelegten Fristen oder Standards, denn auch hier hält sie Aufsichtsmaßnahmen durch die zuständige Regulierungsbehörde in solchen Situationen grundsätzlich für wirkungsvoller. Zudem würde es sich im Ergebnis um durch den Anschlussbegehrenden oder Anschlussnehmer selbst zivilrechtlich durchzusetzende Ansprüche handeln, die zu einem erheblichen Anstieg von Streitigkeiten und einer erheblichen Mehrbelastung von Zivilgerichten führen würde.

228 Darüber hinaus sind die im CEER-Report festgestellten Trends auch in der Entwicklung des deutschen Anreizregulierungssystems zu beobachten. Denn mit der Einführung der Netzleistungsfähigkeit werden bereits die CEER-Empfehlungen für die Netzservicequalität größtenteils erfüllt. So sind regelmäßige Evaluierungen vorgesehen (auch die Beauftragung von Gutachten) und es wird die Aktualisierung des Regulierungssystems unter anderem mit dem Fokus auf Smart Grids, der Berücksichtigung von unterschiedlichen Kommunikationswegen (Webportale) und die Einführung der Anreize für die Harmonisierung der IT-Plattform eingeführt.

229 In einigen Stellungnahmen wurde auch die Förderung von kooperativem Verhalten und die Gründung von unabhängigen Panels zur Bewertung der Netzbetreiber-Prozesse nach dem Vorbild in Großbritannien vorgeschlagen. Bei der Evaluierung des Regulierungssystems hat sich die Beschlusskammer auch die Erfahrungen von Großbritannien angesehen und dessen

³⁰ CEER, ECRB, "7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas", S. 168.

³¹ CEER, ECRB, "7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas", S. 166.

aktualisierten RIIO-ED2 Ansatz in Erwägung gezogen. Grundsätzlich erscheint in diesem Ansatz der Insiderblick auf die Funktionalität der Netzbetreiber vorteilhaft. Für die aktuelle Regulierungsperiode 2023-2028 führt Großbritannien Änderungen in der Rollenverteilung und den Verantwortlichkeiten ein und zielt darauf ab, mit dem Performance Panel Assessment die unabhängige Bewertung von Leistungen der Netzbetreiber zu ermöglichen. Dieses Gremium, bestehend aus vier stimmberechtigten Experten und einem nicht stimmberechtigten Mitglied der Regulierungsbehörde, wird die Berichte der Netzbetreiber auswerten. Diese Organisationsstruktur kann wirkungsvoll im britischen Energieversorgungssystem mit vierzehn Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die durch sechs Unternehmen verwaltet werden, funktionieren, ist jedoch für Deutschland mit mehr als 860 Netzbetreibern nicht umsetzbar. Sowohl die unvermeidbar deutlich komplexere Struktur von Panels, als auch der Bewertungsaufwand durch die Panelmitglieder und die Berichtspflicht der Unternehmen, wird als unverhältnismäßig hoch eingestuft. Auch könnte nach Einschätzung der Beschlusskammer dieser Ansatz zur Benachteiligung von kleineren Unternehmen führen. Aus diesen Gründen sieht die Beschlusskammer die umfangreiche Veröffentlichung von Daten als den geeigneteren Mechanismus zur Bewertung von Operationalisierungen der Netzbetreiber durch die Branche an.

230 Es ist denkbar, dass zukünftig der Bestandteil der Netzservicequalität mit objektiverer Vergleichbarkeit der Netzbetreiber unter einem nicht-monetären Anreiz entwickelt werden könnte. Insofern behält sich die Beschlusskammer auch ausdrücklich vor, die Netzservicequalität in Zukunft gegebenenfalls zunächst wieder in die Datenerhebungen aufzunehmen und im Folgenden in der Methodik zu berücksichtigen. Wie bereits in der Datenerhebungsfestlegung 2026 ausgeführt, musste die Beschlusskammer bei ihrer Entscheidung auch den zusätzlichen Aufwand berücksichtigen, der mit der Erhebung bislang nicht klar abgrenzbarer Daten zur Netzservicequalität verbunden wäre. Dieser Aufwand wurde der aus einer Veröffentlichung resultierenden Anreizwirkung gegenübergestellt. Aktuell überwiegt, insbesondere vor dem Hintergrund der zuvor genannten unzureichenden Aussagekraft, aus Sicht der Beschlusskammer der Vorteil der Reduktion der die Netzservicequalität betreffenden Fragen im Rahmen der Datenerhebungen zur Qualitätsregulierung gegenüber einer Tenorierung und Veröffentlichung der Netzservicequalität.

231 Dagegen werden in der vorliegenden Festlegung die Bestandteile der Netzzuverlässigkeit

(vgl. Tenorziffer 5, Kapitel II.9) und der Netzleistungsfähigkeit (vgl. Tenorziffer 6, Kapitel II.10) herangezogen. Dabei wird die Netzleistungsfähigkeit in zwei Bestandteile aufgeteilt, die Energiewendekompetenz (vgl. Tenorziffer 6.2) und die Digitalisierung (vgl. Tenorziffer 6.3). Die Einführung weiterer Bestandteile, wie beispielsweise die Berücksichtigung von Aus- und Weiterbildungen, ist grundsätzlich möglich (vgl. auch Tenorziffer 12.2 Satz 3 der RAMEN Festlegung Strom).

- 232 Schematisch dargestellt sieht der systematische Aufbau der weiterentwickelten Qualitätsregulierung zur Gewährleistung der Versorgungsqualität demnach wie folgt aus:

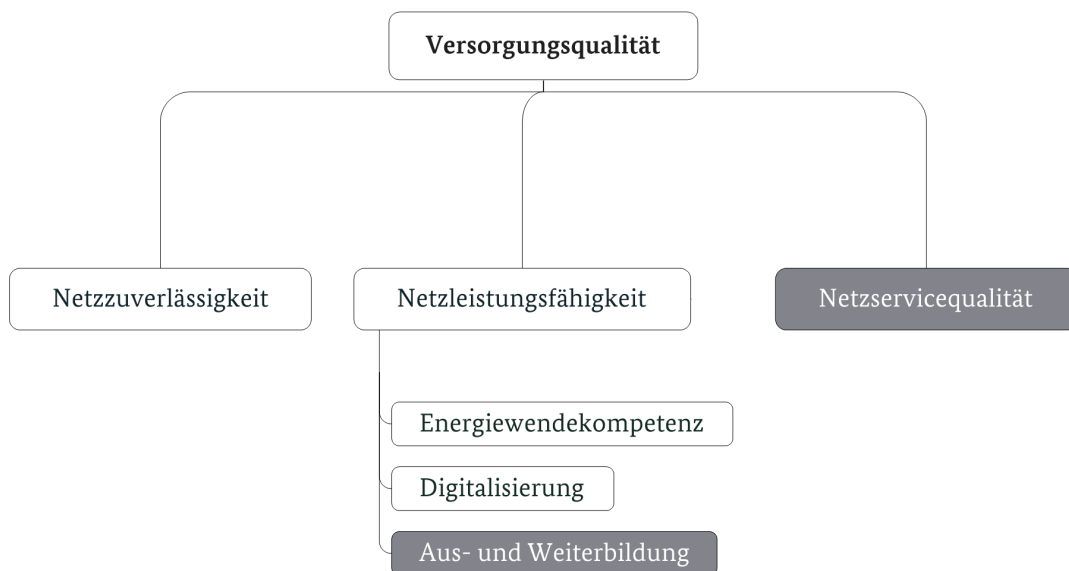


Abbildung 1: Bestandteile der Versorgungsqualität. Da die Aus- und Weiterbildung sowie die Netzservicequalität zurückgestellt werden, sind diese grauschattiert dargestellt.

- 233 Tenorziffer 1 Satz 2 regelt darüber hinaus, dass zur Beschreibung und Bewertung der Bestandteile der Versorgungsqualität Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit und zur Netzleistungsfähigkeit gebildet werden (vgl. auch Tenorziffer 12.2 der Festlegung RAMEN Strom).
- 234 Damit wird von der in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG eröffneten Möglichkeit Gebrauch gemacht, für die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit Kennzahlen zu entwickeln.
- 235 Die Konkretisierung der Bestandteile der Versorgungsqualität stellt im Grundsätzlichen keine Abweichung gegenüber dem bisherigen System der §§ 18 ff. ARegV dar, unter dem ebenfalls Kennzahlen zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität herangezogen wurden. Das bisherige System gilt als bewährt und ist in der Branche im Grundsatz anerkannt, weshalb sich die Beschlusskammer für die grundsätzliche Fortführung entschieden hat. Kennzahlen sind dabei messbare Werte, die verwendet werden, um die Leistung von

Prozessen, Projekten oder Unternehmen zu bewerten.³² Eine konkrete Kennzahl ist beispielsweise der sogenannte SAIDI, der zur Messung der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungen im Niederspannungsnetz eines Netzbetreibers im Rahmen der Netzzuverlässigkeit herangezogen wird (vgl. Tenorziffer 5.1.1) oder die „zusätzliche erneuerbare Energie“, die der Messung der zusätzlich ans Netz angeschlossenen erneuerbaren Energie im Rahmen der Energiewendekompetenz als Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit dient (vgl. Tenorziffer 6.2.2).

- 236 Zur Be- und Auswertung der Kennzahlen für jeden Netzbetreiber müssen die Kennzahlen mit den von den Netzbetreibern jeweils übermittelten Daten ausgefüllt werden. Das netzbetreiberindividuelle Ergebnis für die jeweilige Kennzahl wird zum Zweck der Abgrenzbarkeit als „Kennzahlenwert“ bezeichnet, auch wenn es sich ebenfalls um eine Kennzahl handelt.
- 237 Sollen diese netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte nicht nur veröffentlicht, sondern zudem mit einem finanziellen Anreiz belegt werden, müssen sie in der Regel miteinander oder mit einer Vorgabe verglichen werden, um beispielsweise ein Anreizbudget auf die Netzbetreiber aufteilen zu können. Diese Vorgabe stellt den sogenannten „Referenzwert“ dar, ohne dass dieser Referenzwert als Zielvorgabe zu verstehen ist. Insofern obliegt es dem Netzbetreiber, über die Erreichung dieser Vorgabe zu entscheiden. In § 20 Abs. 2 ARegV und in der Festlegung RAMEN Strom wurde der Referenzwert zum Teil auch als sogenannte „Kennzahlenvorgabe“ bezeichnet. Im Rahmen der vorliegenden Festlegung wird im Weiteren die Bezeichnung Referenzwert verwendet.
- 238 Sollen also neben anderen Anreizen auch finanzielle Anreize im Bereich der Versorgungsqualität gesetzt und dafür eine Monetarisierung vorgenommen werden, werden diese in der Regulierungsformel als sogenanntes Qualitätselement („ Q_t “) berücksichtigt. Gemäß Tenorziffer 12 der Festlegung RAMEN Strom ist das Qualitätselement als ein etwaiger Zu- oder Abschlag für das Kalenderjahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden. Das Qualitätselement beschreibt demnach immer einen Eurobetrag, der sich auf die Bildung der Erlösobergrenze auswirkt. Unter Hinzunahme der Kennzahlen ergibt sich folgender schematischer Aufbau der weiterentwickelten Qualitätsregulierung zur Gewährleistung der Versorgungsqualität:

³² Consentec Gutachten 2010, S. 15 ff.; E-Bridge Gutachten 2020.

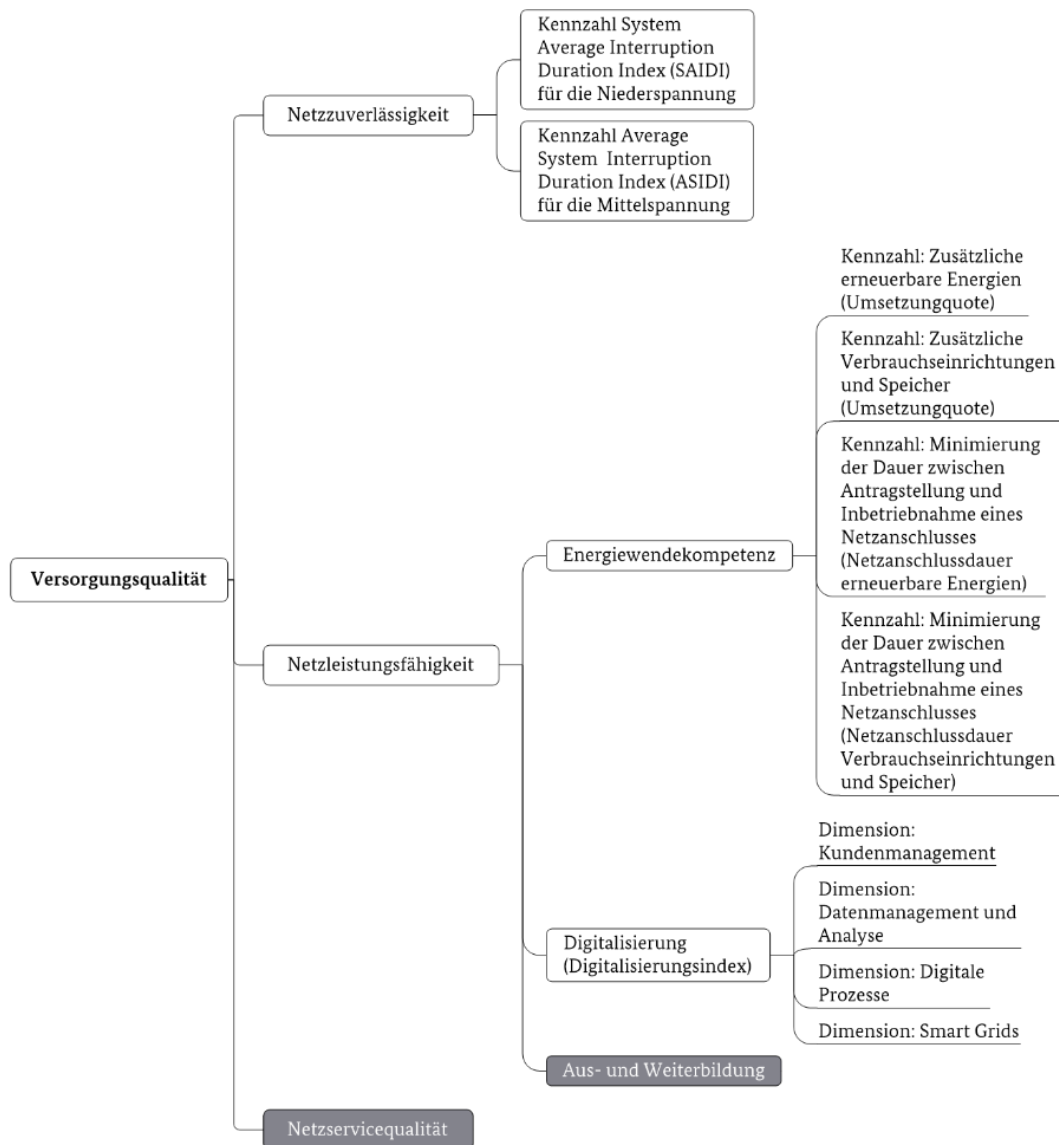


Abbildung 2: Bestandteile der Versorgungsqualität mit Zuordnung der jeweiligen Kennzahlen bzw. Dimensionen.

6. Adressaten (Tenorziffer 2)

239 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 2 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 9 EnWG. Damit gelten im Umkehrschluss die Regelungen nicht für Betreiber von Gasverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 14 EnWG oder Betreiber von Wasserstoffnetzen im Sinne des § 3 Nr. 18 EnWG. Das spiegelt die Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST wider, in denen die Anwendung der Qualitätsregulierung auf Gasnetze abgelehnt worden ist.

240 Bisher ist nach § 19 Abs. 1 S. 3 der ARegV bei der Qualitätsregulierung grundsätzlich zwischen Gasverteilernetzen und Stromverteilernetzen zu unterscheiden. Für die Gasnetze wurde bislang kein Qualitätselement angewendet, da eine Ausgestaltung beispielsweise auf

Basis von Versorgungsunterbrechungen nicht zu belastbaren beziehungsweise aussagefähigen Ergebnissen führt. Eine Anwendung der Qualitätsregulierung insbesondere in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit auf Gasverteilernetzbetreiber ist nach wie vor – unter anderem aufgrund der weitestgehend unterbrechungsfreien Gasversorgung – nicht sinnvoll. Die Versorgungsunterbrechungen im Gasnetz treten, im Vergleich zum Stromverteilernetz, immer noch relativ selten auf; gleichzeitig dauert, wenn eine Versorgungsunterbrechung eintritt, diese in der Regel sehr lange an.³³ Das liegt nicht zuletzt daran, dass die Behebung der Versorgungsunterbrechung oft sehr aufwändig ist. Insbesondere die Wiederinbetriebnahme der Netzan-schlüsse erfordert anders als im Strom Einzelmaßnahmen vor Ort beim Nutzer. Hinzu kommt, dass die Gasnetze überwiegend im Erdreich vergraben sind, sodass die Einflüsse von außen gering sind. Die aufgrund dessen wenigen, aber langen Versorgungsunterbrechungen führen nach wie vor zu nicht belastbaren beziehungsweise aussagefähigen Ergebnissen. Schließlich sind die entsprechenden technische Regelungen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW) bei der Wiederversorgung zu beachten, sodass weiterhin Abgrenzungsschwierigkeiten hinsichtlich der Zurechenbarkeit bei Versorgungsunterbrechungen im Gasnetz bestehen.³⁴

- 241 Wie bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung geschildert, ist derzeit noch nicht sicher absehbar, in welchem Ausmaß die bestehenden Gasnetze in Folge der Transformation des Energiesystems stillgelegt und gegebenenfalls zurückgebaut oder umgewidmet werden können. Ob eine anschließende Qualitätsregulierung überhaupt abbildbar und notwendig ist, lässt sich nach Ansicht der Beschlusskammer frühestens bewerten, wenn die dafür notwendigen kommunalen Wärmestrategien flächendeckend vorliegen und die einzelnen Kommunen ihre diesbezüglichen Pläne erstellt haben. Während sich in den Elektrizitätsnetzen mit großer Geschwindigkeit Fragen rund um den Ausbau der Netze stellen, wäre eine Übertragung der auf diese Fragen ausgerichtete Qualitätsregulierung auf den Gasbereich mit seinen gegenläufigen Fragestellungen nicht nur nicht sachgerecht, sondern kontraproduktiv.
- 242 Hinsichtlich eines Qualitätselements für Wasserstoffverteilernetze kommt die Beschlusskammer zu dem gleichen Ergebnis. Aktuell gibt es keine Wasserstoffverteilernetze in

³³ Holznapel, Bernd/Schütz, Raimund, Anreizregulierungsrecht, Energie- Bahn, München, 2019, ARegV § 19, S. 942, 943, Rn. 36.

³⁴ Consentec, FGH, LIWACOM Informationstechnik GmbH, „Erarbeitung von Bewertungskriterien für die Ausgestaltung des Qualitätselements Gas“, Beratungsleistungen für den DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V., Abschlussbericht vom 22.11.2010, Aachen, Mannheim und Essen, S. 44 bis 45.

Deutschland. Wann erste Wasserstoffverteilernetze entstehen werden, kann nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden. Vor dem Hintergrund verschiedenster Unsicherheiten beim Wasserstoffhochlauf ist es derzeit nicht geboten, eine Qualitätsregulierung vorwegzunehmen. Ob eine Qualitätsregulierung überhaupt abbildbar und notwendig ist, ist ebenfalls noch nicht ersichtlich. Für die Entwicklung einer Methodik ist auch in diesem Bereich eine solide Datenbasis unerlässlich, welche es folglich noch nicht geben kann. Die Entwicklung des Marktes und der Netzstruktur bleibt abzuwarten, um eine mögliche Ausgestaltung einer Methodik auf die tatsächlichen Gegebenheiten anpassen zu können.

- 243 Vom Anwendungsbereich ausgenommen sind nach Tenorziffer 2 Satz 2, wie auch von der bisherigen Qualitätsregulierung, Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. Damit werden insbesondere den spezifischen Anforderungen und Besonderheiten von geschlossenen Verteilernetzen Rechnung getragen. Einer darüberhinausgehenden Ausnahme für Netzbetreiber, die industrielle Netze betreiben, aber keine geschlossenen Verteilernetze darstellen, bedarf es entgegen der Auffassung der NETCUR GmbH nicht, da unter anderem davon auszugehen ist, dass eine Einordnung als geschlossenes Verteilernetz deswegen nicht erfolgt, da auch Letztverbraucher, die Energie für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, über das Netz versorgt werden und damit auch diese Netze einen maßgeblichen Beitrag zur Energiewende leisten können.
- 244 Hinzu kommt nach Tenorziffer 2 Satz 3, dass die Regelungen zur Netzzuverlässigkeit nicht auf Netzbetreiber anzuwenden sind, die Kleinstnetzbetreiber sind oder sich im vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 bis 16.10 der Festlegung RAMEN Strom befinden. Damit wird der Anwendungsbereich der bisherigen Qualitätsregulierung in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit zunächst nicht erweitert.
- 245 Die im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung zunächst angedachte Ausweitung des Anwendungsbereichs wird damit derzeit nicht umgesetzt. Die Grundlage dieser Entscheidung ist eine umfassende Auswertung der Daten zur Netzzuverlässigkeit aus den Berichten zu den Versorgungsunterbrechungen gemäß § 52 EnWG. Dabei wurden auch Netzbetreiber berücksichtigt, die in der Vergangenheit am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilgenommen haben und für die das Qualitätselement in der Regulierungsformel daher nicht zur Anwendung gekommen ist. Im Rahmen dieser Analyse wurde die Entwicklung der Zuverlässigkeitskennzahlen im Zeitraum von 2008 bis 2024 untersucht. Die Ergebnisse zur Entwicklung

der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen liefern derzeit keine hinreichenden Anhaltspunkte, die eine Ausweitung des Adressatenkreises im Bereich der Netzzuverlässigkeit erforderlich machen würden. Berücksichtigt wurde insbesondere die hohe Stochastik der Kennzahlen in den Netzen sehr kleiner Netzbetreiber, die auf die geringe Anzahl tatsächlich eingetretener Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen ist. Gemessen an der versorgten Fläche und der Anzahl angeschlossener Netznutzer erfolgt bereits heute eine angemessene Qualitätsregulierung im Bereich der Netzzuverlässigkeit. Darüber hinaus werden für kleine Netzbetreiber auch künftig keine individuellen Effizienzwerte ermittelt, sodass das Qualitätselement in diesen Fällen nicht als notwendiges Korrektiv erforderlich ist. Vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer derzeit von einer Umsetzung der zunächst vorgesehenen Ausweitung des Anwendungsbereichs ab. Dieses Ergebnis entspricht in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit der, in zahlreichen Stellungnahmen von Netzbetreibern und Netzbetreiber vertretenden Verbänden, geäußerten Forderung, die Qualitätsregulierung nicht auf die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens auszuweiten.

246 Nach Tenorziffer 2 Satz 4 evaluiert die Bundesnetzagentur jedoch auch in Zukunft, ob der eingeschränkte Anwendungsbereich hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ausgeweitet werden sollte. Die Beschlusskammer behält sich demnach jedoch ausdrücklich vor, den Anwendungsbereich der Netzzuverlässigkeit hinsichtlich einer Ausweitung auch auf kleinere Netzbetreiber regelmäßig zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen, wenn die Überprüfungen zu abweichenden Ergebnissen kommen.

247 Entsprechend den Ausführungen in der Datenerhebungsfestlegung 2026 hatte sich die Monopolkommission schon in ihrem Sondergutachten 2009 kritisch dazu geäußert, dass Netzbetreiber, die das vereinfachte Verfahren gewählt haben, keiner Qualitätsregulierung unterliegen und somit im Ergebnis mehrere hundert kleine Netzbetreiber den Regelungen der Qualitätsregulierung entzogen sind.³⁵ Die Beschlusskammer hat daher die Daten aus der Datenerhebung 2025 zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung für die Jahre 2022, 2023 und 2024 bereits genutzt und wird die Daten aus den zukünftigen Jahren heranziehen, um zu prüfen, ob auch kleine Netzbetreiber sinnvoll in das System zur Beanreizung einbezogen werden können. Aus diesem Grund richten sich die zukünftigen Datenerhebungen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung im Strombereich auch an die Netzbetreiber, die eine

³⁵ Monopolkommission, Sondergutachten 54, "Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb", Bonn, Juli 2009, Ziff. 294, abrufbar unter: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s54_volltext.pdf (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 1 ARegV erhalten haben. Dies stellt auch keine unverhältnismäßige Belastung oder eine Verletzung eines Vertrauensschutzes kleinerer Netzbetreiber dar. Zur näheren Begründung wird an dieser Stelle auf die ausführlichen Ausführungen in der Begründung der Datenerhebungsfestlegung 2026 verwiesen.

- 248 Aufgrund des Evaluierungsvorbehalts teilt die Beschlusskammer nicht die Ansicht, dass es eine Diskrepanz zwischen der Datengrundlage und dem Anwendungsbereich gebe, da das Qualitätselement nur Anwendung auf Netzbetreibern im regulären Verfahren fände. Auch ist sie nicht der Ansicht des VKU und einiger Netzbetreiber, dass ohne eine Monetarisierung kein Anreiz für kleine Netzbetreiber bestehe, eine hohe Datenqualität zu liefern. Die Beschlusskammer unterstellt grundsätzlich, dass die Netzbetreiber ihren Meldepflichten gewissenhaft nachkommen und sich nach besten Kräften bemühen, grundsätzlich nur zutreffende Angaben an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Trotz einiger sehr deutlicher Negativbeispiele im Rahmen des Effizienzvergleichs sieht die Beschlusskammer keinen Anlass zur Abweichung von und auch keine praktikable Alternative zu einem Regulierungsansatz, der auf die grundsätzliche Rechtstreue und Mitwirkungsbereitschaft der regulierten Unternehmen aufbaut.
- 249 Mit dieser Entscheidung gewährleistet die Beschlusskammer, dass auch hinsichtlich des Anwendungsbereichs der Methodik eine sachgerechte Entscheidung auf der Grundlage von statistischen Methoden getroffen wird, die die Entwicklungen der Energiewende berücksichtigen. Dieses Vorgehen wurde von zahlreichen Marktteilnehmern grundsätzlich begrüßt.
- 250 Nicht vom Anwendungsbereich ausgenommen sind kleine Netzbetreiber in Bezug auf die Netzleistungsfähigkeit. Wie bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung dargelegt, kann die Bundesnetzagentur nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 9 EnWG auch Regelungen zu vereinfachten Verfahren für kleinere Netzbetreiber beziehungsweise zum Adressatenkreis der Qualitätsregulierung treffen. Bislang wird das Qualitätselement als Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenzen unter Heranziehung der Daten von Elektrizitätsverteilernetzen aus dem gesamten Bundesgebiet ermittelt. Gemessen an der versorgten Kundenanzahl und am Flächenanteil erfolgt dies bereits für einen Großteil der leitungsgebundenen Stromversorgung, indem für rund 200 Elektrizitätsverteilernetze, die jeweils mehr als 30.000 Kunden an ihr Netz angeschlossen haben und die rund 85 Prozent der Letztverbraucher im Bundesge-

biet versorgen, regelmäßig ein Qualitätselement bestimmt wird. Kleinere Verteilernetzbetreiber, die bisher am vereinfachten Verfahrens nach § 24 Abs. 3 ARegV teilgenommen haben, waren bislang von Datenlieferungen zur Qualitätsregulierung befreit. Dies sollte dazu dienen, den regulatorischen Aufwand für kleine Netzbetreiber zu reduzieren, sodass diese sich auf die Effizienz ihrer Kosten konzentrieren können. Die entsprechenden Ausführungen in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, dass bei kleineren Netzbetreibern oftmals gar nicht die erforderliche Datenqualität vorliege beziehungsweise die Erfassung und Aufbereitung der Daten einen unverhältnismäßig hohen Plausibilisierungsaufwand verursachen würde, hat die Beschlusskammer in ihren Überlegungen berücksichtigt. Auch mit den Ausführungen, dass dies dazu führe, dass sich Netzbetreiber mit wenigen Netzanschlüssen, selbst in dem Fall, dass sie einen Bonus erhalten, dennoch viel höheren Kosten gegenübersehen, die ihnen aus der Umsetzung der Anforderungen aus der Qualitätsregulierung entstünden, hat sich die Beschlusskammer auseinandergesetzt. Aus Sicht der Beschlusskammer ist der Adressatenkreis der Qualitätsregulierung in Bezug auf die Netzleistungsfähigkeit dennoch auszuweiten, da sich den Herausforderungen der Energiewende alle Netzbetreiber gleichermaßen stellen müssen. Denn, wie bereits in der bestandskräftigen Datenerhebungsfestlegung 2025 in der Begründung zu Tenorziffer 1 (Adressaten der Festlegung) beschrieben, sind mit diesen Herausforderungen auch die Anforderungen an einen zuverlässigen Netzbetrieb, vor allem aber an einen auf die Erfordernisse der Energiewende ausgerichteten Geschäftsbetrieb, die Digitalisierung der Netzführung und der Kundenbeziehungen sowie dem Anschluss der diversen Energiewendetechnologien in den Netzen kleiner Netzbetreiber massiv gestiegen. Die Beschlusskammer erkennt an, dass die abgefragte Datenmenge grundsätzlich eine administrative und wirtschaftliche Belastung darstellt, da die betroffenen Netzbetreiber zunächst die administrativen Prozesse aufzubauen und zu integrieren haben, um die erforderlichen Daten ermitteln, validieren und aufbereiten zu können. Diesem Aufwand stehen jedoch die aufgrund der Energie- und Wärmewende massiv gestiegenen Anforderungen an einen zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetrieb gegenüber, die kleine Netzbetreiber genauso treffen wie große Netzbetreiber im Regelverfahren. Auch die kleinen Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssen beispielsweise in der Lage sein, Ein- und Ausspeisemengen durch an ihr Netz angeschlossene Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen genau zu prognostizieren. Zur Vermeidung von Überlastungen von Netzelementen müssen alle Netzbetreiber in nahezu Echtzeit Messungen in ihrem Netz vor-

nehmen können. Auch müssen alle Netzbetreiber in der Lage sein, die tatsächlichen Netzan-
schluss- und Übertragungskapazitäten im Netz zu eruieren und durch die Beobachtbarkeit
des Netzzustandes entsprechende Erfahrungswerte zu gewinnen, damit es am Ende nicht
auch zu ungerechtfertigten Ablehnungen von Netzanschlussbegehren kommt.

251 Die Vermeidung von Über- oder Unterdeckungen von Bilanzkreisen, die Ungleichgewichte
in der Systembilanz zur Folge haben können, sind zwar immer Aufgabe der Bilanzkreisver-
antwortlichen; im Hinblick auf den Differenzbilanzkreis und den EEG-Bilanzkreis kommt
aber auch den kleineren Netzbetreibern in den unteren Spannungsebenen eine hohe Verant-
wortung in Bezug auf die Bewirtschaftung der Netzbetreiberbilanzkreise zu. Dazu sind mög-
lichst exakte Informationen über die bilanzielle Energiemengenverteilung im Bilanzierungs-
gebiet notwendig. Damit Fehlprognosen hinsichtlich der Einspeisung erneuerbarer Energien
nicht den stabilen Netzbetrieb beeinträchtigen, müssen auch die Übertragungsnetzbetreiber
ihre Netzengpassprognosen und die Netzzustandsanalysen verbessern. Aber auch das setzt
voraus, dass Erzeugungsanlagen und relevante Verbrauchseinrichtungen in den nachgela-
gerten Verteilernetzen gemessen und gesteuert werden können. Gerade an sonnigen und
windigen Tagen kommt es bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien häufig zu Rückspei-
sungen in das Netz eines vorgelagerten Netzbetreibers. Das ist auch vor dem Hintergrund
problematisch, dass insbesondere die Hochspannungsebene größtenteils erzeugungsgetrie-
ben ertüchtigt wird, sodass eine zusätzliche Rückspeisung aus nachgelagerten Netzen auch
bestehende Engpässe verstärken kann. Wie dieses Beispiel zeigt, ist mit dem zunehmenden
Ausbau von erneuerbaren Energien für die Systembilanz vermehrt das Gesamtsystem zu be-
trachten. Schon mit der heute bereits installierten erneuerbaren Erzeugung besteht die Not-
wendigkeit, dass auch die kleinen Netzbetreiber ihre Netze beobachten und steuern können.
Diese Notwendigkeit wird in den nächsten Jahren mit der zunehmenden Erzeugung aus er-
neuerbaren Energien weiter ansteigen.

252 Zudem etablieren sich im Zuge der Energiewende neue Geschäftsmodelle, die den sogee-
nannten Prosumern, aber auch anderen Kunden mit besonderen Möglichkeiten oder Bedürf-
nissen eine intensivere Teilhabe an der Energiewende ermöglichen. Für solche Geschäftsmo-
delle erscheint es nach Ansicht der Beschlusskammer nicht tragbar, wenn die Beziehungen
zu tatsächlichen oder auch potentiellen Kunden in einzelnen Netzgebieten unter unzu-
reichender Qualität der Aufgabenerfüllung eines Netzbetreibers leiden. Bundesweit agie-
rende Akteure können ihre Vermarktung nicht auf Netzgebiete mit guter Leistungsfähigkeit

beschränken. Der entstehende Aufwand in den Gebieten mit schlechter Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers gefährdet die praktische Umsetzung solcher Geschäftsmodelle. Die Beschlusskammer teilt aus den vorgenannten Gründen die Auffassung einiger Marktakteure, die im Rahmen ihrer Stellungnahmen die Aufnahme auch kleiner Netzbetreiber insbesondere in die Netzleistungsfähigkeit forderten.

253 Die Ausweitung des Adressatenkreises ist grundsätzlich zudem aus regulierungsökonomischen Aspekten sinnvoll, um zu verhindern, dass sich die Mehrzahl der Netzbetreiber lediglich auf ihre Kosteneffizienz und die Generierung zusätzlicher Renditen konzentriert und die Versorgungsqualität und die Energiewendekompetenz im Besonderen nicht hinreichend beachtet. Auch hatte sich schon die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten 2009 kritisch dazu geäußert, dass Netzbetreiber, die das vereinfachte Verfahren gewählt haben, keiner Qualitätsregulierung unterliegen und somit im Ergebnis mehrere hundert kleine Netzbetreiber den Regelungen der Qualitätsregulierung entzogen sind.³⁶

254 Die Anwendbarkeit der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit auch auf kleine Netzbetreiber ist daher verhältnismäßig. Die bezeichnenderweise eher von den Verbänden der Netzbetreiber als von den Netzbetreibern selbst stammende Behauptung, den kleinen Netzbetreibern lägen die Daten gar nicht vor und müssten erst erarbeitet werden, ist kein Vortrag, der schon für eine ausreichende Sicherung der Qualität spricht. Aus diesen Gründen scheidet auch die in Stellungnahmen vorgeschlagene rein freiwillige Teilnahme von kleinen Netzbetreibern an der Qualitätsregulierung aus.

7. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)

255 Tenorziffer 3 regelt sowohl den zeitlichen Anwendungsbereich der in dieser Festlegung enthaltenen Regelungen als auch das rollierende Verfahren. Demnach wird nach Satz 1 das in der Formel zur Bestimmung der Erlösobergrenzen der Festlegung RAMEN Strom enthaltene Qualitätselement für die Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem Beginn der fünften Regulierungsperiode am 1. Januar 2029 nach Maßgabe der festgelegten Methodik jährlich auf der Grundlage aktualisierter Daten durch die zuständige Regulierungsbehörde neu bestimmt. Die Kennzahlenwerte für die Netzleistungsfähigkeit werden nach Satz 2 dagegen ab dem Tag. Monat 2026 nach Maßgabe der in den Tenorziffern 6 bis 6.3.10

³⁶ Monopolkommission, Sondergutachten 54, "Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb", Bonn, Juli 2009, Ziff. 294.

festgelegten Methodik ebenfalls im rollierenden Verfahren, also jährlich, durch die Bundesnetzagentur neu bestimmt und veröffentlicht, soweit eine Monetarisierung noch nicht möglich ist.

- 256 Die Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit betrifft als Bestandteil der Erlösobergrenzenformel auch die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG. Sie ist daher durch die zuständige Regulierungsbehörde vorzunehmen. Solange jedoch noch keine Monetarisierung der Netzleistungsfähigkeit vorgenommen wird, ist dies anders zu bewerten. Eine zwingende Spaltung in Bundes- und Landeszuständigkeiten im Sinne des § 54 Abs. 1 und 2 EnWG ist daher für die Bestimmung der Kennzahlenwerte für die Netzleistungsfähigkeit noch nicht erforderlich. Hinzu kommt, dass nur eine zentralisierte Aufgabenerfüllung durch die Bundesnetzagentur eine lückenlose Verwendung aller deutschlandweit erhobenen Daten zur Netzleistungsfähigkeit ermöglicht. Eine solche solide Datenbasis ohne „blinde Flecken“ wegen abweichender Zuständigkeiten erlaubt die Vergleichbarkeit für die Netzbetreiber und die Öffentlichkeit. Zudem spricht eine Aufwandsreduzierung, durch die Verhinderung von parallel laufenden Prozessen, für die Bündelung der Aufgaben bei der Bundesnetzagentur, solange es noch keine Monetarisierung gibt und daher keine Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang vorgenommen wird.
- 257 Bei der Einführung von einzelnen Bestandteilen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur grundsätzlich nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass dies auch während einer Regulierungsperiode möglich ist. Hierin liegt ein Unterschied beispielsweise gegenüber dem Effizienzvergleich oder dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die an eine bestimmte Regulierungsperiode gebunden sind. Bereits die Verordnungsbegründung der ARegV führte dazu aus, dass das Qualitätselement während der laufenden Regulierungsperiode bestimmt oder verändert werden kann. Diese Vorgehensweise ist vorteilhaft, da einzelne Elemente eines regulatorischen Instruments gestuft erprobt und umgesetzt werden können, ohne jeweils den Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode abwarten zu müssen.
- 258 Unabhängig davon ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass es für die Netzbetreiber von Vorteil ist, wenn die Bestandteile der Versorgungsqualität, die mit wirtschaftlichen Anreizen belegt werden, zeitgleich mit den weiteren neu gestalteten Regulierungsinstrumenten zum

Beginn der nächsten Regulierungsperiode Anwendung finden. Das ermöglicht den Netzbetreibern, sich auch auf dieses Instrument einstellen zu können. Aus diesem Grund ist der zeitliche Anwendungsbereich in Tenorziffer 3 S. 1 für das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für den Beginn der fünften Regulierungsperiode am 1. Januar 2029 geregelt.

259 Die Bestandteile der Versorgungsqualität, die nicht oder noch nicht mit wirtschaftlichen Anreizen belegt sind, insbesondere die Netzleistungsfähigkeit, werden nach Tenorziffer 3, S. 2 dagegen bereits zum 13. Juli 2026, also vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode bestimmt und veröffentlicht. Einen Übergangszeitraum auch für Bestandteile der Versorgungsqualität, die nicht oder noch nicht mit wirtschaftlichen Anreizen belegt sind, wie er von Seiten einiger Netzbetreiber in der Konsultation gefordert wurde, hält die Beschlusskammer nicht für notwendig. Denn die Netzbetreiber haben durch die Veröffentlichung der Kennzahlenwerte einen Anreiz in den betrachteten Bereichen besser zu werden, ohne unmittelbaren monetären Auswirkungen ausgesetzt zu sein. Aus diesem Grund teilt die Beschlusskammer die Auffassung anderer Marktakteure, die eine frühzeitige Anwendung und kurze Lernzyklen forderten, um die Realisierung des Nutzens nicht zu sehr in die Zukunft zu verschieben.

260 Unabhängig vom Anwendungszeitpunkt der verschiedenen Bestandteile der Versorgungsqualität werden alle Kennzahlen und Kennzahlenwerte im rollierenden Verfahren jährlich neu bestimmt. Zur Beibehaltung des rollierenden Verfahrens erhielt die Beschlusskammer in den Stellungnahmen insbesondere Zuspruch vom BDEW.

8. Datengrundlage (Tenorziffer 4)

261 Nach Tenorziffer 4 Satz 1 werden für die Bestimmung der Kennzahlen, Kennzahlenwerte und des Qualitätselements grundsätzlich die Daten aller Netzbetreiber in Deutschland herangezogen. Ausgenommen davon sind, wie auch beim Anwendungsbereich der vorliegenden Festlegung, die Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen im Sinne des § 110 EnWG. Netzbetreiber, die sich bisher im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV befunden haben oder nach der Festlegung RAMEN Strom Kleinstnetzbetreiber sind oder dem vereinfachten Verfahren zugeordnet werden können, sind dagegen nicht von der Datenerhebung ausgenommen, auch wenn diese bisher nicht von den Datenerhebungen zur Qualitätsregulierung betroffen waren. Hinsichtlich der in manchen Stellungnahmen beanstandeten Verhältnismäßigkeit und der fehlenden Datenqualität bei Datenlieferungen von kleinen Netzbetreibern,

wird auf die Ausführungen zu Tenorziffer 2 „Adressaten“ verwiesen.

262 Nach Tenorziffer 4 Satz 2 werden zur Bestimmung des Qualitätselements und der Kennzahlenwerte jährlich die notwendigen Daten erhoben. Denn nur anhand der Daten für das jeweilige Jahr, lassen sich Kennzahlen und Kennzahlenwerte ermitteln. Nach Tenorziffer 4 S. 3 sind die Netzbetreiber insoweit zur Auskunft verpflichtet, wobei die Einzelheiten zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, nach Tenorziffer 4 S. 4 einer gesonderten Festlegung vorbehalten sind.

263 Insgesamt wird darauf hingewiesen, dass die in der vorliegenden Festlegung beschriebene Methodik insbesondere auf Grundlage der Daten für das Erhebungsjahr 2024 ermittelt und anhand der Daten für das Erhebungsjahr 2025 überprüft und weiterentwickelt wurde sowie auf der Grundlage der Datenerhebungen in den Folgejahren gegebenenfalls weiterentwickelt wird. Aus Sicht der Beschlusskammer liegt bereits eine ausreichende Datengrundlage vor, aufgrund derer die Kennzahlen im Rahmen der Methodenentwicklung festgelegt werden konnten. Eine Weiterentwicklung der Methodik ist für den Fall, dass sich die Datengrundlage ändert, nicht ausgeschlossen.

264 Diese vorgesehene Vorgehensweise orientiert sich eng an der Methode, die bereits für die Einführung der Qualitätsregulierung zur Netzzuverlässigkeit im Jahr 2012 angewendet wurde. Auch damals wurde die Datenerhebung zu den Versorgungsunterbrechungen und deren Belastbarkeit ab dem Jahr 2006 im Rahmen der Erhebung nach § 52 EnWG zunächst erprobt. Im Jahr 2010 wurde auf Grundlage der bis dahin gesammelten Daten ein wissenschaftliches Gutachten zur Konzeption und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom erstellt. Dieses Consentec Gutachten 2010, diente als Grundlage für die Einführung eines Bonus-/Malus-Anreizmechanismus zum 31. Dezember 2012, der in die Erlösobergrenzen integriert wurde.

265 Im Gegensatz zu einigen in den Stellungnahmen geäußerten Bedenken geht die Beschlusskammer davon aus, dass die durch die Datenerhebungsfestlegung 2025 geschaffene Datenbasis unmittelbar zur Ableitung einer grundlegenden Methodik geeignet ist. Die der Methodik zugrunde liegenden Daten wurden durch die beauftragten wissenschaftlichen Berater, die Bundesnetzagentur und die betroffenen Netzbetreiber umfassend plausibilisiert. Der abschließende Schritt zur Verifizierung der verwendeten Daten bestand in der vollständigen

Veröffentlichung der Daten zum Erhebungsjahr 2024 am 4. Februar 2026. Mit dieser Veröffentlichung wurden die Marktteilnehmer erneut dazu aufgefordert, bis zum 28. Februar 2026, etwaige Auffälligkeiten in den veröffentlichten Daten der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Als Reaktion auf diese Aufforderung sind insgesamt 47 Rückmeldungen bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Die überwiegende Anzahl der Anmerkungen betraf nachträgliche Korrekturen der eigenen Daten. Die Korrekturen waren notwendig:

- aufgrund von Tipp- und Rechenfehlern oder verbesserten Auswertungen im eigenen System, beispielsweise bei der Zählung von Anschlusspunkten oder Dauern beim Teilprozess 2 (bei 10 Stellungnahmen),
- aufgrund vom falschen Datenformat oder der auf Fehler gelaufenen Übermittlung des Erhebungsbogens (bei 7 Stellungnahmen),
- aufgrund von Angaben der Stromkreislänge ohne Hausanschlussleitung (bei 6 Stellungnahmen).

266 Mehrere Rückmeldungen beinhalteten Fragen zur fehlenden Veröffentlichung der Kennzahlenwerte, die überwiegend auf eine nicht vorliegende absolute Betroffenheit bei den Netzanschlussbegehren oder auf die Umsetzungsquoten außerhalb des im E-Bridge Gutachten 2025 als plausibel definierten Bereiches zurückzuführen waren. Weitere Fragen richteten sich auf die Nachvollziehbarkeit der Berechnung des Digitalisierungsindizes, insbesondere der KI- und Webportalindizes. Lediglich vier Netzbetreiber äußerten sich zum Datensatz insgesamt. Dabei wurden einige Vorschläge zu Plausibilisierungsprüfungen gemacht und auf die bereits während der Konsultation abgegeben Stellungnahmen hingewiesen.

267 Darüber hinaus wurden keine substantiierten Punkte vorgebracht, die die Belastbarkeit oder die Eignung der dieser Methodik zugrunde liegenden Datenbasis in Frage stellen. Solche Bedenken sind zwar angekündigt, aber weder dargelegt noch offenkundig geworden.

268 Die vorgebrachte Kritik an der Verwendung von Schätzwerten und der Handhabung von Nullwerten wurde von der Beschlusskammer abgewogen. Demnach können aus den nachfolgenden Gründen ausnahmsweise zugelassene Schätzwerte einbezogen werden. Der Umgang mit diesen Daten wurde transparent dokumentiert. Die Verwendung von Schätzwerten ist in der regulatorischen Praxis üblich, wenn Messwerte ausnahmsweise nicht verfügbar sind und Datenlücken zum Zeitpunkt der methodischen Entwicklung der Energiewendekompetenz geschlossen werden müssen. Die Aussagekraft der grundständigen Analysen ist dadurch nicht eingeschränkt, da die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Netzbetreiber ihre

Netzanschlussprozesse und ihren Netzbetrieb kennen und Schätzungen mit der gebotenen Sorgfalt vornehmen.

9. Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)

- 269 Gemäß Tenorziffer 5 ist unter Netzzuverlässigkeit die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu verstehen, Elektrizität möglichst unterbrechungsfrei zu transportieren. Die Beschlusskammer stellt damit auch weiterhin auf Versorgungsunterbrechungen ab, die aufgrund der verpflichtend einzuhaltenden Spannungsqualität eintreten oder trotz der Spannungshaltung auftreten können. Denn gemäß der EN 50160 ist eine Versorgungsunterbrechung ein Zustand, in dem die Spannung an der Übergabestelle zum Netznutzer weniger als fünf Prozent der Bezugsspannung (als Nenn- oder vereinbarte Spannung des Verteilernetzes) beträgt.³⁷ Auf diese Weise wird die Unterbrechungsfreiheit unter Einhaltung der Spannungsqualität gemessen.
- 270 Entsprechend wird bei der Netzzuverlässigkeit nicht unabhängig von den Versorgungsunterbrechungen nochmal direkt auf die Einhaltung der Spannungsqualität abgestellt, sondern diese im Rahmen der Versorgungsunterbrechungen mitberücksichtigt. An diesem Vorgehen hält die Beschlusskammer fest, da zwar bereits kleine Abweichungen, auch im Normbereich, der Spannungsmerkmale in bestimmten Fällen zu Störungen bei Letztverbrauchern oder im Netzbetrieb führen können, aber sich die Erfassung und die Zuordnung der Abweichungen ungleich schwieriger gestaltet. Störungen der Spannungsqualität sind selten persistierend und die Ursachen nicht offensichtlich.³⁸ Wenn zum Vergleich die Leitung ausgefallen ist, schaltet sich die Leitung nicht von selbst wieder ein. Ein Baggerschaden oder ein Baum in der Freileitung führt zu einem dauerhaften Schaden. Der Netzbetreiber hat somit Zeit, die Ursache der Störung zu eruieren. Bei Störungen der Spannungsqualität hingegen können Störungen beispielsweise aus Kundenanlagen heraus zu einer zeitweisen Störung im Netz führen, ohne dass die Funktionalität von Netzbetriebsmitteln beeinträchtigt ist. Wenn ein Blitzeinschlag also „nur“ zu einer Überspannung führt, besteht oft ein Nachweisproblem. Zerstört der Blitz hingegen einen Transformator oder ähnliches, kommt es zu einer Versorgungsun-

³⁷ Deutsches Institut für Normung e.V (DIN), DIN EN 50160 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen", 11.2020.

³⁸ Bundesnetzagentur, Bericht zur Spannungsqualität 2020, Bonn, 05.2021, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Spannungsqualitaet/BerichtSpannungsqualitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

terbrechung, die Störung bleibt bestehen und die Ursache ist für den Netzbetreiber offensichtlich.

- 271 Hinzu kommt, dass die Betroffenheit der Letztverbraucher von Problemen bei der Spannungsqualität deutlich variiert. So stellen Versorgungsunterbrechungen für deutlich mehr Letztverbraucher ein wahrnehmbares Problem dar, als beispielsweise Spannungseinbrüche. Die Anzahl der Rückmeldungen, die Häufigkeitsverteilung der Vorkommnisse zwischen den Unternehmen und auch die kumulierten Schadenshöhen sprechen jedenfalls aus Sicht der Beschlusskammer dafür, dass umfangreiche regulatorische Maßnahmen wie etwa ein verpflichtendes Monitoring der Spannungsqualität durch die Industrieunternehmen und/oder die Netzbetreiber derzeit nicht verhältnismäßig wären und seitens der Beschlusskammer daher nicht gefordert werden.³⁹
- 272 Dennoch ist es sachgerecht, die Spannungsqualität als Merkmal der Netzzuverlässigkeit mittelbar über die Versorgungsunterbrechungen einzubeziehen.
- 273 Die Definition in Tenorziffer 5 ist sachgerecht, da die Beschlusskammer mit vorliegender Festlegung beabsichtigt, die bisherige Praxis beim Qualitätselement in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit grundsätzlich beizubehalten. Die Definition orientiert sich daher am bisherigen Wortlaut des § 19 Abs. 3 S. 1 ARegV. Die Beschlusskammer übernimmt so, wie bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung angekündigt (s. o., Kapitel I. 3.), diese tradierte Definition. Die Bundesnetzagentur ist zwar grundsätzlich im Rahmen der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung aufgrund des anstehenden Außerkrafttretens der ARegV nicht an die bisherigen Begriffsbestimmungen oder das bisherige Verständnis gebunden. Da sich aber auch das erweiterte Verständnis der Begriffe Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit unter die bestehenden Begriffsdefinitionen aus der ARegV subsumieren lässt, hält die Beschlusskammer an diesen grundsätzlichen Ausführungen fest.
- 274 Auf Basis der vorliegenden Festlegung ist in jedem Kalenderjahr einer Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit zu bestimmen. Die jährliche Ermittlung des Qualitätselements dient dabei der Loslösung der Ermittlung vom Basisjahr. Damit soll gewährleistet werden, dass die in der Regel langfristig wirkenden Investitionen in die Netze sachgerecht abgebildet werden. Die Anstrengungen in die Netzzuverlässigkeit werden damit unmittelbar in den Erlösen sichtbar. Diese jährliche Ermittlung war

³⁹ Bundesnetzagentur, Bericht zur Spannungsqualität 2020, S. 31 f.

eine der zentralen Forderungen der Branche bei der Evaluierung der Qualitätsregulierung im Jahr 2014 und hat den Ermittlungs- und Plausibilisierungsaufwand im Gegensatz zur Ermittlung zwei Mal pro Regulierungsperiode reduziert.⁴⁰ Da im Rahmen der Datenerhebung immer nur ein Jahr „nachgeschoben“ werden musste, hat sich die Anzahl der zu übermittelnden und zu prüfenden Daten verringert. Die regelmäßige Aktualisierung ermöglicht zudem eine allmähliche Anpassung der Referenzwerte an die allgemeine Entwicklung des Zuverlässigkeitsniveaus. Dadurch wird eine flexible Entwicklung erreicht, ohne sprunghafte Änderungen der Referenzwerte.⁴¹

- 275 Bei einer alternativen Umsetzung mit einem Turnus von mehr als einem Jahr würden einzelne Versorgungsunterbrechungen in die Qualitätsregulierung eingestellt, die sehr weit in der Vergangenheit liegen, und damit mit einem erheblichen zeitlichen Verzug erlöswirksam werden. Des Weiteren besteht die Gefahr, dass Versorgungsunterbrechungen einzelner Jahre nicht berücksichtigt würden.
- 276 Die vorliegenden Bestimmungen zur Methodik sind sachgerecht und basieren auf den Erkenntnissen und der Fachkunde der Bundesnetzagentur aus der etablierten Umsetzung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit. Die Beschlusskammer hält damit an der Netzzuverlässigkeit an sich und an der, nach ihrer fachlichen Einschätzung und Erfahrung sachgerechten, bisherigen Methodik grundlegend fest. Dieses Vorgehen der Beschlusskammer wird durch die Mehrzahl der zur Netzzuverlässigkeit eingegangenen Stellungnahmen, insbesondere durch den BDEW und die Regulierungskammer Hessen, gestützt. Nicht gefolgt ist die Beschlusskammer damit der Ansicht des Germanwatch e. V. und des BNE, die in ihren Stellungnahmen vorgebracht haben, dass die Beibehaltung der bewährten Methodik mit nur geringen Änderungen unzureichend sei. Zwar ist die Beschlusskammer auch der Ansicht, dass zukünftig durch den Einsatz moderner, digitalisierter Betriebsmittel zusätzliche Zuverlässigkeitskennzahlen erfasst werden könnten, aber die Erhebungen zu den Digitalisierungsindizes haben gezeigt, dass die Digitalisierung derzeit noch nicht weit genug fortgeschritten ist, um belastbare Zahlen für zusätzliche Zuverlässigkeitsaspekte zu generieren.
- 277 Die Beschlusskammer hat alternative Methoden geprüft und abgelehnt. Die festgelegte Me-

⁴⁰ Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bonn, 21.01.2015, S. 292 f., abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/A/anreizregulierungsverordnung-evaluierungsbericht.html> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

⁴¹ E-Bridge Gutachten 2020, S. 8.

thodik zur Netzzuverlässigkeit verzichtet daher bewusst auf die Festsetzung konkreter Zielvorgaben, Anpassungspfade oder Mindeststandards.

- 278 Nach Einschätzung der Beschlusskammer kam, alternativ zur bisherigen Umsetzung, auch die Festlegung verbindlicher Mindeststandards für die Netzzuverlässigkeit in Betracht. Mindeststandards sind in diesem Kontext verbindliche Vorgaben, die zwingend einzuhalten sind, wobei die Nichteinhaltung zu erheblichen Sanktionen, wie Bußgeldern, Haftungsansprüchen oder sogar strafrechtlichen Konsequenzen, führen kann. Solche verpflichtenden Mindeststandards sind nicht mit sogenannten „Overall/Guaranteed Standards“ (gesamte/garantierte Standards) zu verwechseln, wie etwa maximale jährliche Unterbrechungsdauern für einzelne Kunden, bei deren Verletzung Kompensationen an die betroffenen Kunden gezahlt werden.
- 279 Grundsätzlich denkbar waren beispielsweise Maximalwerte für die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit oder andere relevante Kenngrößen im Verteilernetz. Da ein solcher Ansatz jedoch lediglich Strafzahlungen für unzureichende Versorgungsqualität vorsieht, aber keine Belohnung für die Übererfüllung der Standards, würde er insgesamt zu einer Reduzierung der Erlöse führen oder bestenfalls erlösneutral bleiben. Eine zentrale Herausforderung dieses Modells besteht zudem in der Notwendigkeit, konkrete Zielwerte für die Kennzahlen festlegen zu müssen und damit das „richtige“ Niveau der Netzzuverlässigkeit zu definieren. Darüber hinaus ist fraglich, ob dieser Ansatz ausreichend starke monetäre Anreize bietet und gleichzeitig robust gegenüber der unvermeidlichen Volatilität der Kennzahlenwerte zur Netzzuverlässigkeit bleibt.
- 280 Um der einseitigen Sanktionierung zu entgehen, hätte die Beschlusskammer auch eine erlösseitige Honorierung bzw. Pönalisierung von Qualitätsänderungen einführen können. Die monetäre Bewertung erfolgt dabei durch Erlöszuschläge oder -abschläge, je nachdem, in welche Richtung und in welchem Ausmaß sich die Zuverlässigkeitskennzahlen eines Verteilernetzbetreibers innerhalb eines Betrachtungszeitraums (zum Beispiel eines Jahrs) zum nächsten verändern. Auch dieser alternative Ansatz zur bisherigen Umsetzung setzt jedoch eine Festlegung konkreter Zielvorgaben durch die Beschlusskammer voraus, verbunden mit den bereits genannten Schwierigkeiten. Diese Vorgehensweise kann zweifellos starke Anreize zur Verbesserung des Qualitätsniveaus in Richtung der Zielvorgabe schaffen. Sobald jedoch ein Verteilernetzbetreiber die Zielvorgabe übererfüllt, können fragwürdige Ergebnisse wie die Belohnung einer gezielten Verschlechterung der Netzzuverlässigkeit auftreten.

Zudem können widersprüchliche Anreize entstehen. Zum Beispiel, wenn gleichzeitig Zielvorgaben bestehen und eine monetäre Bewertung der Qualitätsänderungen vorgenommen wird. In diesem Fall kann das betriebswirtschaftlich optimale Niveau für einen Verteilernetzbetreiber unterhalb der Zielvorgabe liegen.

281 Die von der Beschlusskammer geregelte Umsetzung der Netzzuverlässigkeit verzichtet daher auf die Festlegung konkreter Zielvorgaben. Anstelle einer Sanktionierung bei Nichterfüllung von Mindeststandards oder einer Honorierung von Fortschritten hin zu Zielvorgaben wird ein Erlöszuschlag (Bonus) oder Erlösabschlag (Malus) in ausschließlicher Abhängigkeit vom erreichten Zuverlässigkeitsniveau ermittelt. Dieser Ansatz erfordert die Definition von Referenzwerten: Bei Überschreitung der Referenzwerte wird die Erlösobergrenze erhöht, bei Unterschreitung entsprechend gesenkt. Die Referenzwerte sind dabei nicht als Zielvorgaben zu verstehen, sondern als Rechengrößen, die in erster Linie eine gesamtwirtschaftliche Erlöswirkung dieses Regulierungsinstruments bestimmen – nicht jedoch die Anreizwirkung für den einzelnen Netzbetreiber.

282 Letztere wird vielmehr durch die monetären Bewertungsfaktoren, also die sogenannten Qualitätspreise oder Anreizraten, bestimmt, mit denen die Abweichungen der Kennzahlen eines Verteilernetzbetreibers von den Referenzwerten bewertet werden. Dieses Modell eröffnet damit Möglichkeiten für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Verteilernetzbetreiber. Das betriebswirtschaftliche Optimum muss dabei weder mit dem Referenzwert übereinstimmen, noch im Voraus durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden.⁴²

283 Diese Vorgehensweise der Beschlusskammer ermöglicht eine langfristige Entwicklung hin zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Netzzuverlässigkeitsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Qualitätspreise den vom Kunden wahrgenommenen Wert der Netzzuverlässigkeit widerspiegeln. Dies stellt zwar ebenfalls hohe Anforderungen an die Parametrierung durch die Beschlusskammer, ist jedoch deutlich leichter umzusetzen als die Festlegung optimaler Zielvorgaben für die Qualitätskennzahlen.

284 Nach Ansicht der Beschlusskammer ist der von ihr gewählte Ansatz unter den in Deutschland

⁴² Consentec Gutachten 2010, S. 11.

gegebenen Voraussetzungen am besten geeignet, da bereits ein sehr hohes Zuverlässigkeitsniveau, welches zumindest im Mittel keine signifikanten Anstrengungen zur Qualitätsverbesserung mit entsprechenden Kostenwirkungen rechtfertigt, vorliegt. Es erfordert keine Festlegung individueller Zielvorgaben und bietet den Verteilernetzbetreibern hinreichend Spielräume zur Optimierung, innerhalb derer das jeweils optimale Niveau angestrebt werden kann.

285 Die ARegV sah als Instrument zur Qualitätsregulierung im Sinne der oben dargestellten Ausführungen im Wesentlichen das „Qualitätselement“ vor. Dieses wird aus den Abweichungen zwischen den erfassten Zuverlässigkeitskennzahlen und den von der Regulierungsbehörde festgelegten Referenzwerten ermittelt und in Form eines Erlöszuschlags (Bonus) oder -abschlags (Malus) ausgedrückt. Die Referenzwerte können als die von der ARegV geforderten Kennzahlvorgaben interpretiert werden und sind entsprechend als bundesweit gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die ermittelten Erlöszuschläge und -abschläge aller Verteilernetzbetreiber weitgehend kompensiert werden und das Qualitätselement insgesamt erlösneutral wirkt. Der Bezug auf regelmäßig aktualisierte Durchschnittswerte ermöglicht zudem eine schrittweise Anpassung der Referenzwerte an die allgemeine Entwicklung des Zuverlässigkeitsniveaus. Dadurch wird eine flexible Weiterentwicklung des Konzepts ermöglicht, ohne dass sprunghafte Änderungen der Referenzwerte zu befürchten sind.

286 Die Verwendung von Referenzwerten ermöglicht gezielte Über- oder Unterschreitungen und bieten den Verteilernetzbetreibern Freiheitsgrade für Optimierungsentscheidungen. Der durch die Beschlusskammer verfolgte Regulierungsansatz für die Netzzuverlässigkeit erlaubt es, diese Abweichungen zuzulassen und eröffnet den Verteilernetzbetreibern entsprechende Optimierungspotenziale. Referenzwerte, die als gewichtete Durchschnittswerte berechnet werden, sind unabhängig von arbiträren Wertungen, da Über- oder Unterschreitungen dieser Durchschnittswerte systemimmanent sind. Abweichungen von den Referenzwerten sind somit nicht zu beanstanden, sondern Teil des Anreizsystems, das die Verteilernetzbetreiber zu einer gezielten Qualitätsverbesserung anregen soll.

287 Der Erlösausgleich zwischen Verteilernetzbetreibern mit unterschiedlicher Qualität ist durch den Bezug auf gewichtete Durchschnittswerte ein reiner Verteilungseffekt und beeinflusst nicht die Anreizwirkung des Qualitätselements. Die Anreize für eine Qualitätsverbesserung hängen allein von der Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion ab, die die Anreizrate oder den

Qualitätspreis widerspiegelt. Eine Verschiebung des Referenzwerts verändert diesen Effekt nicht, da sie die Beziehung zwischen Grenzkosten und Grenzerlösen nicht beeinflusst.

288 Die Monetarisierung, also die Bestimmung der Bepreisung der Qualität, ist aus Sicht der Kunden entscheidend für die Anreizwirkung des Systems. Der Qualitätspreis wird zunächst als einheitlicher Wert bestimmt, da eine differenzierte Kundensicht noch nicht vollständig erfasst wird. Eine detaillierte Methodik, etwa durch Kundenbefragungen, kann entwickelt werden, sobald die Beschlusskammer die Notwendigkeit sieht, unterschiedliche Qualitätsbewertungen bei verschiedenen Kundengruppen zu berücksichtigen.

289 Den Netzbetreibern stehen auch weiterhin Optimierungspotentiale offen, innerhalb derer das angestrebte optimale Zuverlässigkeitsniveau erreicht werden kann. Solche Netzbetreiber, die ein hinreichendes beziehungsweise akzeptables Niveau bei der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in ihrem Netz erkennen wollen (sowohl die E.ON SE in ihrer Stellungnahme, s. o. Kapitel I.3.2.4), können folglich für sich entscheiden, ob konkrete Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Netzzuverlässigkeit noch zu verbessern, oder ob individuell ein optimaler Zustand bereits hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optimales Qualitätsniveau einstellen, in welchem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Die Qualitätsregulierung erhebt jedoch gegenüber den Netzbetreibern weiterhin ausdrücklich den Anspruch, dass Versorgungsunterbrechungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen nach Möglichkeit zu vermeiden sind und eine aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist.⁴³

9.1. Kennzahlen (Tenorziffer 5.1)

290 Gemäß Tenorziffer 5.1 Satz 1 ist zur Beschreibung und Bewertung der Netzzuverlässigkeit für die Niederspannungsebene die DISQUAL⁴⁴-Kennzahl SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) und für die Mittelspannungsebene die DISQUAL-Kennzahl ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*) zu bilden. Die Beschlusskammer hält damit an den bewährten Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit fest, da es sich um die beiden maßgeblichen Kennzahlen zur Beschreibung des Netzzuverlässigkeitsniveaus handelt. Auch dieses Vorgehen wurde in zahlreichen Stellungnahmen begrüßt.

⁴³ Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, Beschluss vom 28.11.2023, BK8-23/006-A, Rn. 54.

⁴⁴ DISQUAL, Distribution Quality; Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts; IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, Paris, 1997, Ref. 05005Ren9733.

- 291 Mit den Kennzahlen SAIDI und ASIDI lässt sich eine ganzheitliche, zugleich jedoch aggregierte Aussage über die Zuverlässigkeit eines Versorgungsnetzes treffen. Die Kennzahlen geben durch die Ermittlung der kumulierten durchschnittlichen Unterbrechungsdauern einen klaren Hinweis auf das Zuverlässigkeitsniveau des Netzbetreibers. Ein weiterer Vorteil dieser Kennzahlen besteht darin, dass die erforderlichen Daten bereits aus den Meldungen zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG gewonnen werden können – es sind also keine zusätzlichen Erhebungen oder bürokratische Anpassungen nötig.
- 292 Für die Berechnung wird die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen im Betrachtungszeitraum – gewichtet mit der Anzahl der Letztverbraucher oder einer entsprechenden Kundenäquivalenzgröße – durch die Gesamtanzahl der Letztverbraucher beziehungsweise das Kundenäquivalent dividiert.
- 293 Gemäß dem IEEE-Standard 1366-2023 unterscheidet sich die Kundenzahl je nach Bezugsgröße:
- Der **SAIDI** (nach IEEE 1366) gibt die kumulierte durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Endverbraucher (LV) innerhalb eines definierten Zeitraums an. Die Kennzahl wird im Niederspannungsnetz verwendet und beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden.
 - Der **ASIDI** wird in der Mittelspannung angewandt. Obwohl der Name und die Berechnungsmethodik dem SAIDI ähneln, unterscheidet sich die Bezugsgröße: Beim ASIDI wird nicht die Anzahl der Endverbraucher, sondern die installierte Bemessungsscheinleistung⁴⁵ der Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren zugrunde gelegt. Dieser Ansatz hat zwei Vorteile. Zum einen erfasst er die vergleichsweise wenigen Zählpunkte mit hoher Lastkonzentration besser und zum anderen ermöglicht er eine Bewertung des Ausmaßes von Versorgungsunterbrechungen, ohne die darunterliegenden Niederspannungsnetze explizit berücksichtigen zu müssen.⁴⁶

⁴⁵ Die Bemessungsscheinleistung ist eine Kenngröße zur Auslegung und Bewertung elektrischer Betriebsmittel, insbesondere von Transformatoren. Sie beschreibt die maximale Scheinleistung, die ein Betriebsmittel dauerhaft sicher abgeben oder aufnehmen kann, ohne dass die Grenzwerte für Temperatur, Isolationsfestigkeit oder andere Parameter überschritten werden. Die Scheinleistung (L) ist die geometrische Summe aus Wirklast (P) und Blindlast (Q) und wird in Voltampere (VA) angegeben. Die Bemessungsscheinleistung L_N ist somit das Produkt aus Bemessungsspannung U_N und Bemessungsstrom I_N .

⁴⁶ Rührnößl, Ulrich; Görlich, Roland, Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilernetzbetreiber, E-Control Working Papers No. 01/2014, Wien, 2024.

- 294 Die Bezugsgröße spiegelt wider, dass die Netzauslegung primär von der geforderten Anschlussleistung bestimmt wird. Die mittlere Unterbrechungsdauer wird für ASIDI anhand von Tenor 5.1.2 ermittelt und bezieht sich, wie beim SAIDI, sowohl auf die Dauer, als auch auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen. Das war auch in der ARegV in § 20 Abs. 1 S. 1, Varianten 1 und 2 geregelt.
- 295 In den Netzebenen oberhalb der Niederspannung ist die unterbrochene installierte Leistung der Ortsnetz-, Netzkuppel- oder Letztverbrauchertransformatoren zu erfassen, so dass die auf Basis dieser Werte ermittelte Kennzahl als ASIDI zu bezeichnen ist. Diese Vorgehensweise entspricht auch den Vorgaben der Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az. 605/8135), die für die Ermittlung des SAIDI und des ASIDI im Rahmen des EnWG, also losgelöst von der Qualitätsregulierung, maßgeblich ist.
- 296 Eine Differenzierung der Kennzahlen erfolgt nach Netzebenen und folgt daher den internationalen IEEE-Standard 1633-2003.⁴⁷ Diese Differenzierung liegt insbesondere darin begründet, dass in den Netzebenen oberhalb der Niederspannung vergleichsweise wenige Letztverbraucher angeschlossen sind. Dadurch ist die Verwendung einer Äquivalenzgröße zur Abschätzung der mittleren Kundenanzahl gerechtfertigt.
- 297 Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit konnte nach der bisherigen Regelung in § 20 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit insbesondere auch die Kennzahlen „Menge der nicht gelieferten Energie“ oder die „Höhe der nicht gedeckten Last“ herangezogen werden. Die Beschlusskammer hätte bei vorliegender Festlegung grundsätzlich auch die (ergänzende oder ausschließliche) Verwendung dieser Kennzahlen – oder anderer, in § 20 Abs. 1 S. 1 ARegV nicht aufgeführter geeigneter Kennzahlen – zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit regeln können (s. auch bisherige Regelung dazu in § 20 Abs. 1 S. 2 ARegV). Die vorgenannten Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar.⁴⁸ Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und

⁴⁷ IEEE Power Engineering Society, IEEE-Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 05.2004, S. 14, 15.

⁴⁸ E-Bridge Gutachten 2020, S. 26 ff.

ASIDI unmittelbar berechnet werden, die im Übrigen auch zu den international üblicherweise verwendeten sogenannte DISQUAL-Kenngrößen⁴⁹ beziehungsweise zu den Kennzahlen gemäß IEEE-Standard 1366-2022⁵⁰ zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer ist damit nicht nur fachlich einwandfrei und bisherige methodische Praxis, die von den Stellungnehmenden in dieser Hinsicht auch nicht angegriffen wurde beziehungsweise sich ausdrücklich bewährt habe, sondern sie reduziert gleichzeitig auch den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in den Kennzahlen SAIDI und ASIDI berücksichtigt wird. Die Beschlusskammer behält sich vor, diese zunächst enge Konkretisierung des Begriffs der Zuverlässigkeit auszuweiten, sollten sich dafür der Anlass und die Datengrundlagen ergeben, insbesondere im Zuge einer Überarbeitung der europäischen Versorgungssicherheitsanalysen.

- 298 Nach Tenorziffer 5.1 Satz 2 bleiben die Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene wie bisher zunächst unberücksichtigt. Der Bundesnetzagentur liegt für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine Datengrundlage vor, die eine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskennzahlen für diese Netzebenen ermöglichen. Aufgrund des in diesen Netzebenen geltenden Technischen Anschlussregeln des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE FNN) und der Einhaltung des Ansatzes des sogenannten „n-1 Kriteriums“ (notwendige Redundanz an vorhandenen Betriebsmitteln) ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen gering, so dass eine sehr hohe Stochastik bei der Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzebenen zu erwarten ist. Aus Datengründen können zum gegenwärtigen Zeitpunkt daher keine belastbaren Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI- bzw. ASIDI-Werte) für die Hoch- und Höchstspannungsebenen berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich auch kein Zuverlässigkeitselement ermittelt.

9.1.1 Bildung der Kennzahl SAIDI (Tenorziffer 5.1.1)

- 299 Tenorziffer 5.1.1 regelt die konkrete Bildung der Kennzahl SAIDI. Demnach wird in der Niederspannungsebene zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen der Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen

⁴⁹ DISQUAL, Distribution Quality; Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts; IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, Paris, 1997, Ref. 05005Ren9733.

⁵⁰ IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366-2022 (Revision of IEEE Std 1366-2012), New York, 22.11.2022.

Letztverbraucher dividiert.

9.1.2 Bildung der Kennzahl ASIDI (Tenorziffer 5.1.2)

300 In Tenorziffer 5.1.2 ist die konkrete Bildung der Kennzahl ASIDI geregelt. In der Mittelspannungsebene wird demnach zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen jeder einzelnen Versorgungsunterbrechung multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der dadurch unterbrochenen Netzkuppel- (bzw. Ortsnetz-) und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppel- (bzw. Ortsnetz-) und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

9.2. Ermittlung der Kennzahlenwerte (Tenorziffer 5.2)

9.2.1 Relevante Versorgungsunterbrechungen (Tenorziffer 5.2.1)

301 Gemäß Tenorziffer 5.2.1 Satz 1 sind für die Ermittlung der Kennzahlenwerte SAIDI und ASIDI die geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten im jeweiligen Netz heranzuziehen. Dabei sind nach Satz 2 die geplanten Versorgungsunterbrechungen als solche zu verstehen, die gegenüber den Netznutzern zuvor angekündigt worden sind, und die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen als solche, die zuvor gegenüber den Netznutzern nicht angekündigt worden sind.

302 Dies ist sachgerecht und entspricht auch der bisherigen Praxis. Nach § 52 EnWG sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, einen Bericht über die im letzten Jahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen der Bundesnetzagentur vorzulegen. Die Bundesnetzagentur hat, entsprechend ihrer Ermächtigung, Vorgaben zur formellen Gestaltung dieses Berichts gemacht. Nach der geltenden Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) werden alle Versorgungsunterbrechungen mit der Dauer von mindestens drei Minuten als berichtsrelevant festgelegt. Sowohl hinsichtlich der Unterscheidung nach Art der Unterbrechungen (geplante und ungeplante, verschiedene Unterbrechungsanlässe) als auch mit Blick auf die relevante Unterbrechungsdauer von mindestens drei Minuten sind – grundsätzlich (zu den Einschränkungen siehe nachstehend) – weiterhin die Grundsätze der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az. 605/8135) heranzuziehen. Anhand der Definition der Versorgungsunterbrechung und Ausführungen

der EN 50160 wird zwischen kurzen Versorgungsunterbrechungen (mit einer Dauer bis einschließlich drei Minuten) und den langen Versorgungsunterbrechungen (mit einer Dauer von mehr als drei Minuten) unterschieden.⁵¹

303 Maßgeblich ist aus Sicht der Beschlusskammer auch weiterhin die Dauer der Unterbrechung bis zur vollständigen Wiederversorgung aller betroffenen Letztverbraucher beziehungsweise Weiterverteiler, die mindestens drei Minuten betragen muss. Denn alle berichtspflichtigen Versorgungsunterbrechungen aus dem Bericht nach § 52 EnWG werden, mit Ausnahme von Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen höhere Gewalt und Rückwirkungsstörungen, bei der Berechnung von Netzzuverlässigkeitskennzahlen berücksichtigt. Dabei orientiert sich die Bundesnetzagentur an den von der internationalen UNIPED-Experten-
gruppe DISQUAL festgelegten einheitlichen Kriterien, um einen internationalen Vergleich zu ermöglichen.⁵² Weiterhin werden die Kurzzeitunterbrechungen (gleich 3 Minuten oder kleiner), die durch das Arbeiten von Umschaltautomaten, erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen (AWE) oder Ausschaltungen zur Erdschlusssuche verursacht, grundsätzlich nicht als Versorgungsunterbrechungen betrachtet und erfasst. Die durch diese automatische Wiedereinschaltungen verursachte Pausenzeit beziehungsweise konstruktionsbedingte Sperrzeit kann bis zu 180 Sekunden betragen. Durch den Einsatz von modernen AWE-Einrichtungen lassen sich die Wiedereinschaltungszeiten deutlich reduzieren, was durch Statistiken des FNN nachgewiesen wird.⁵³ Die Problematik von Kurzzeitunterbrechungen und Spannungshaltung ist jedoch kritisch für Leistungselektroniken und Mikro-Prozessgesteuerte Geräte, demzufolge wird in den Stellungnahmen die Ausweitung auf kurzzeitige Unterbrechungen verlangt. Unter diesem Hintergrund behält sich die Bundesnetzagentur vor, ein Monitoring der Spannungsqualität durchzuführen und die Abgrenzung der berichtspflichtigen Dauer der Versorgungsunterbrechungen erneut zu bewerten und festlegen.

9.2.2 Ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Tenorziffern 5.2.2 und 5.2.3)

304 Im Rahmen des Qualitätselements sind die nachfolgenden drei ungeplante Störungsanlässe

⁵¹ Bundesnetzagentur, Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG, Az. 605/8135, 22.02.2006; Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“- EN 50160:2010 (Ref. Nr. EN 50160:2010 D), Brüssel, Juli 2010.

⁵² DISQUAL, Distribution Quality; Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts; IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, Paris, 1997, Ref. 05005Ren9733.

⁵³ Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, FNN-Hinweis "Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und Elektrizitätsnetzen", Berlin, 08.2016, S. 37, abrufbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/spannungsqualitaet/hinweis-stoerfestigkeit> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026).

zu berücksichtigen:

- „Atmosphärische Einwirkung“
- „Einwirkung Dritter“
- „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“

305 Gemäß Tenorziffer 5.2.3 Satz 1 werden ungeplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Rückwirkungsstörungen“ nicht in die Kennzahlenermittlung einbezogen (vgl. Kapitel II.9.2.2.5). Grund dafür ist, dass diese Versorgungsunterbrechungen ihre Ursachen in vor- oder nachgelagerten Netzen liegen und nicht im betrachteten Netz.

306 Gemäß Tenorziffer 5.2.3 Satz 1 sind ebenso Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ bei der Berechnung des Qualitätselements nicht zu berücksichtigen. Allerdings sind im Falle von klimatischen und seismologischen Ereignissen nach Tenorziffer 5.2.3 Satz 2 nur solche ungeplanten Versorgungsunterbrechungen als „höhere Gewalt“ einzustufen, die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten. Damit wird die Anwendung des sogenannten 50-Jahres-Kriteriums vorgeschrieben, um klimatische und seismologische Ereignisse von Ereignissen des Störungsanlasses „atmosphärische Einwirkungen“ abzugrenzen. Die Beschlusskammer trägt damit Erfahrungen aus der Regulierungspraxis Rechnung und passt den Begriff der höheren Gewalt an beobachtbare Entwicklungen an, hinsichtlich derer die Netznutzer entsprechende Vorsorge berechtigterweise erwarten dürfen. Siehe dazu im Einzelnen unten Kapitel II.9.2.2.4.

307 Soweit die Bundesnetzagentur bei der Bestimmung des Qualitätselements die Störungsanlässe „höhere Gewalt“ und „Rückwirkungsstörungen“ sowie geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ (vgl. Tenorziffer 5.2.4 und unten, Kapitel II.9.2.3) außer Betracht gelassen hat, liegt dies im Rahmen des ihr zustehenden Entscheidungsspielraums.⁵⁴

9.2.2.1 Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“

308 Versorgungsunterbrechungen sind dem Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“ zuzuordnen, wenn beispielsweise folgende Ereignisse ursächlich waren:

- Wind und Sturm bis Windstärke 9 auf Beaufortskala oder höher bei fehlender Singularität (s. u. 50-Jahres-Kriterium),
- Hochwasser, Schneeschmelze,

⁵⁴ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

- Hagel, Regen, Gewitter, Schnee, Eis oder Eisregen,
- Raureif, Nebel oder Betauung,
- Kälte oder Hitze,
- Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkungen,
- Tornado,
- Blitzschlag
- Eindringende Feuchtigkeit zum Beispiel bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser oder Grundwasser.

309 Zur Abgrenzung vom Störungsanlass „höhere Gewalt“ gelten die Maßgaben in Kapitel II.9.2.2.4 vorliegender Festlegung.

9.2.2.2 Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“

310 Versorgungsunterbrechungen sind dem Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“ zuzuordnen, wenn beispielsweise folgende Ereignisse ursächlich waren:

- Erd- oder Baggerschaden durch Dritte,
- Berührung spannungsführender Teile durch Kräne, Fahrzeuge, Flugobjekte, Drachen, Drohnen oder Ballone, Personen,
- Diebstahl durch Dritte,
- Vandalismus durch Dritte,
- Cyberangriffe,
- Brände,
- Schäden durch Tiere,
- Ast Bruch.

311 Die Beschlusskammer hält vorliegend daran fest, auch den Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte zu berücksichtigen. Diese Praxis ist weiterhin sachgerecht und entspricht dem Sinn und Zweck der Erfassung beziehungsweise der Bewertung der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung des Qualitätselements, da grundsätzlich alle Versorgungsunterbrechungen einen negativen Einfluss auf die Netzzuverlässigkeit, also die Versorgungsqualität der Netznutzer haben;⁵⁵ zur gerechtfertigten Ausnahme bestimmter Störungsanlässe siehe nachfolgende Abschnitte. Die Berücksichtigung des Störungsanlasses

⁵⁵ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 40.

„Einwirkung Dritter“ ist damit zu begründen, dass jede Art von Versorgungsunterbrechung nach Möglichkeit zu vermeiden und die aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist. Zudem stärkt dies den Anreiz des Netzbetreibers durch öffentliche Informationen, Schulungsmaßnahmen und hochqualifizierte Planauskünfte zur Vermeidung der Störungen durch Dritte beizutragen. Zwar ist bei fremdverursachten Versorgungsunterbrechungen – wie der Name des Phänomens schon sagt – der Einflussbereich des Netzbetreibers nur eingeschränkt gegeben. Gleichzeitig kann ein Netzbetreiber durch gezielte Maßnahmen aber zumindest dazu beitragen, diese Unterbrechungen zu vermeiden oder möglichst kurz zu halten. Die Beschlusskammer hält daher die Einbeziehung von Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“ unterfallen, weiterhin für sachgerecht und geboten.

- 312 Unter dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ sind dabei alle Versorgungsunterbrechungen anzugeben, deren Ursache auf die Berührungen oder Annäherungen an spannungsführende Teile etwa durch Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggararbeiten, Brände, Kräne, Flugobjekte (Flugzeuge, Drachen oder Ähnliches) oder Cyberangriffe zurückzuführen ist, sofern die Störung einem Dritten zugeordnet werden kann. In solchen Fällen greifen nach der Erfahrung der Beschlusskammer schließlich oftmals auch zivilrechtliche Schadensersatzansprüche der Netzbetreiber gegen die Dritten.
- 313 Auch Cyberangriffe ordnet die Beschlusskammer dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ zu, sofern es sich nicht um höhere Gewalt handelt. Diesbezüglich handelt es sich bei der Aufnahme von Cyberangriffen in den Katalog der Regelbeispiele für den Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“ lediglich um eine Klarstellung. Damit kommt die Beschlusskammer der Empfehlung der Regulierungskammer Hessen nach, auch Cyberangriffe ausdrücklich aufzuführen.
- 314 Die Beibehaltung des Anreizes für den Netzbetreiber, auch solche Störungen möglichst kurz zu halten oder zu vermeiden, überwiegt nach Ansicht der Beschlusskammer die Kritik einzelner Netzbetreiber. Die Argumentation dieser Netzbetreiber, dass der nicht näher bezifferte administrative Aufwand bei der Durchsetzung bestehender Schadensersatzansprüche bereits ausreiche, um Versorgungsunterbrechungen im Rahmen der Qualitätsregulierung unberücksichtigt zu lassen, überzeugt nicht. Denn grundsätzlich hat jede Versorgungsunterbrechung einen Einfluss auf die Versorgungsqualität und ist für die Netznutzer als Unannehmlichkeit spürbar. Wie der Kartellsenat des BGH in seinem Beschluss vom 22. Juli 2014

festgestellt hat, kann das Ziel der Qualitätsregulierung nur darin bestehen, unter den gegebenen Rahmenbedingungen jede Versorgungsunterbrechung so kurz wie möglich zu halten und eine zeitnahe Wiederaufnahme der Energieversorgung zu gewährleisten.⁵⁶ Auch die Tatsache, dass sich ein einzelnes Schadensereignis durch die Verwendung des arithmetischen Mittels in mehreren Folgejahren niederschlägt, kann dem nicht entgegenstehen.

315 Auch nicht direkt von einem Netzbetreiber verursachte Versorgungsunterbrechungen können am effektivsten und effizientesten in der Netzbetreibersphäre gemindert oder vermieden werden, zum Beispiel durch:

- Die schnelle Wiederversorgung unabhängig vom Grund einer Unterbrechung,
- Eine Dokumentation und Kommunikation im Rahmen von Baumaßnahmen zur Vermeidung von Schäden und daraus folgenden Versorgungsunterbrechungen,
- Redundanzen im Netz, die bei Störungen eine Versorgungsunterbrechung vermeiden,
- Verringerung der Gefahr extern veranlasster Störungen durch geeignete Wahl von Betriebsmitteln,
- Art der Verlegung des Netzes oder Kennzeichnung.⁵⁷

316 Die Qualität eines Netzes und seines Betriebs zeigt sich auch darin, in welchem Ausmaß extern verursachte Störungen zu Versorgungsunterbrechungen führen, wie schnell ein Netzbetreiber auf solche Störungen reagieren kann und wie lange die Unterbrechungen andauern. Dieser Zusammenhang gilt unabhängig vom jeweiligen Verursacher. Vor diesem Hintergrund sollen auch durch Dritte verursachte Versorgungsunterbrechungen sowohl in die individuellen Kennzahlen als auch in die Referenzwerte einbezogen werden. Daher ist eine umfassende Erfassung der Versorgungsqualität im Rahmen der Qualitätsregulierung erforderlich, um eine entsprechend umfassende Anreizwirkung für die Netzbetreiber zu schaffen.

9.2.2.3 Störungsanlass „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“

317 Versorgungsunterbrechungen sind dem Störungsanlass „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ zuzuordnen, wenn beispielsweise folgende Ereignisse ursächlich waren:

- Montagefehler,

⁵⁶ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 47; Holznagel, Bernd; Schütz, Raimund, Anreizregulierungsrecht, Energie- Bahn, München, 2019, § 20 ARegV, S. 952, 953, Rn. 22

⁵⁷ Consentec Gutachten 2010, S. 32, 33.

- Kabelbrand,
- altersbedingter Ausfall von Betriebsmitteln,
- defekte Betriebsmittel,
- Überlastung von Betriebsmitteln,
- Fehlbedienung,
- Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen,
- unbekannte Ursachen.

318 Diese Definition und Handhabung ist weiterhin sachgerecht und entspricht dem Sinn und Zweck der Erfassung beziehungsweise der Bewertung der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung des Qualitätselements. Die Ursachen der Störungen beziehungsweise Versorgungsunterbrechungen ist in den vorgenannten Beispielfällen in der Sphäre des Netzbetreibers zu verorten beziehungsweise kann mit hinreichender Sicherheit dort angenommen werden. Zudem sind sie auch relevant mit Blick auf die Versorgungsqualität. Nach der Zielsetzung der Qualitätsregulierung ist grundsätzlich jedwede Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen, da sie in jedem Fall, das heißt unabhängig von ihrer Ursache, aus der hier ganz maßgeblichen Sicht der Netzkunden beziehungsweise Verbraucher zu Unannehmlichkeiten führt und eine Verschlechterung der Versorgungsqualität bedeutet.⁵⁸ Zur gerechtfertigten Ausnahme bestimmter Störungsanlässe (nicht aber der vorgenannten) siehe nachfolgende Kapitel.

9.2.2.4 Störungsanlass „höhere Gewalt“

319 Für die Definition des Störungsanlasses „höhere Gewalt“ und die Abgrenzung der Fälle, die „höherer Gewalt“ zuzuordnen sind, von solchen Fällen, die zum Beispiel dem Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“ unterfallen, gilt das Folgende:

320 Gemäß Tenorziffer 5.2.3 Satz 2 werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselements weiterhin nicht berücksichtigt und sind anhand des sogenannten 50-Jahres-Kriteriums vom Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“ abzugrenzen. Unter Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ sind betriebsfremde, von außen durch außergewöhnliche elementare Naturkräfte oder durch Handlungen dritter Personen herbeigeführte Ereignisse zu verstehen, die nach menschlicher Einsicht und Erfahrung unvorhersehbar sind,

⁵⁸ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

mit wirtschaftlich vertretbaren Mitteln und durch äußerste, nach der Sachlage vernünftigerweise zu erwartenden Sorgfalt nicht verhütet und unschädlich gemacht werden können und welche auch nicht wegen ihrer Häufigkeit vom Betriebsunternehmer in Kauf zu nehmen sind.

321 Demgemäß gelten u. a. folgende Ereignisse als Regelbeispiele für den Störungsanlass „höhere Gewalt“:

- Terroranschläge,
- Krieg,
- Windereignisse: ab schwerem Sturm mit Windstärke mindestens 10 Beaufort (Bft), jedoch mindestens 50-jährige Ereignisse,
- Außergewöhnliches Hochwasser (zum Beispiel Oderflut 1997, Ahrtal-Hochwasser 2021), jedoch mindestens 50-jährige Ereignisse,
- Erdbeben, jedoch mindestens 50-jährige Ereignisse,
- Abschaltung aufgrund der Anordnung von Behörden bei unmittelbarer Einwirkung von Gefahren, zum Schutz der öffentlichen Sicherheit, soweit die Ursache dieser Anordnung außerhalb des Zuständigkeitsbereichs des Netzbetreibers lag.

322 Terroranschläge, die einen Fall „höherer Gewalt“ darstellen, sind entsprechend von „Einwirkungen Dritter“ abzugrenzen. Von Terrorismus und damit von höherer Gewalt ist nur dann auszugehen, wenn im betreffenden Fall etwa das Bundeskriminalamt beziehungsweise ein Landeskriminalamt (bei regionalem Bezug) sowie der Generalbundesanwalt beim Bundesgerichtshof die Ermittlungen führt oder führte und zur Anklage brachte. Das bedeutet, dass nicht etwa nur die Beschädigung oder Zerstörung von Leitungen oder Anlagen des Stromnetzes zur öffentlichen Versorgung gegeben sein muss (ggf. Fall des § 316b StGB, Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“), sondern mindestens auch Ermittlungen eingeleitet worden sein müssen, welche diese Taten in den Zusammenhang terroristischer Aktivitäten bringt, damit von einem Terroranschlag als typischem Fall „höhere Gewalt“ gesprochen werden kann. Die §§ 129a und 129b StGB sind Straftatbestände, die spezifisch auf den terroristischen Charakter solcher Anschlagsdelikte abstellen. Ein Fall von höherer Gewalt kann also regelmäßig dann angenommen werden, wenn neben dem Verdacht einer Straftat beispielsweise nach § 316b StGB (Störung öffentlicher Betriebe) oder Straftaten nach § 303b Abs. 4 Nr. 3 StGB (Computersabotage) auch Ermittlungen im Hinblick auf Straftaten nach § 129a und 129b StGB eingeleitet wurden.

- 323 Ermittlungen nach den §§ 316b und 303b Abs. 4 Nr. 3 StGB alleine sind insofern nicht ausreichend, weil damit im Grunde jede vorsätzliche Tatbegehung als Terrorismus klassifiziert würde. Das widerspräche erkennbar den Wertungen des Strafgesetzbuches. Jedwede Form vorsätzlicher schwerer Beschädigungen als Terrorismus zu qualifizieren, widerspräche darüber hinaus dem Ausnahmecharakter des Tatbestands der „höheren Gewalt“. Vor allem aber würde es den Anreiz für Netzbetreiber schwächen, gegen solche Straftaten Vorsorgemaßnahmen zu ergreifen, weil insoweit Vorsorge und schnelle Wiederherstellung nicht finanziell belohnt würden. Angesichts der Vorfälle im Zusammenhang mit dem Berliner Stromausfall im Jahr 2025 besteht hierfür jedoch leider kein Anlass.
- 324 Bei den drei der vorgenannten Regelbeispiele, die sich auf Wetterereignisse (einschließlich Hochwasser zum Beispiel infolge außergewöhnlichen Starkregens und/oder Schneeschmelze) und geologische Ereignisse (insbesondere Erdbeben) beziehen, ist stets zu beachten, dass diese ausschließlich dann dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ unterfallen, wenn es sich bei dem jeweiligen Phänomen nachweislich um ein Ereignis handelt, dass in dieser Schwere nur alle 50 Jahre oder seltener im Netzgebiet des betroffenen Netzbetreibers auftritt, mithin den Charakter einer Naturkatastrophe hat.
- 325 Das Erfordernis des Charakters einer Naturkatastrophe ist nicht etwa überzogen, sondern stellt vielmehr ein Gleichgewicht mit den Regelbeispielen „Terror“ oder „Krieg“ bei der Beurteilung und Handhabung des Phänomens her. Letztgenannte Fälle gehen zwar nicht auf ein Naturereignis zurück, stellen jedoch ebenfalls ganz außergewöhnliche Ausnahmesituationen, also „besonders schwere Unglücksfälle“ etwa im Sinne des Art. 35 Abs. 2 und 3 des Grundgesetzes und weiterer katastrophenschutzrechtlicher Regelungen dar. Naturkatastrophen und besonders schwere Unglücksfälle stehen dabei aufgrund ihrer Seltenheit und ihres Ausmaßes auf einer Stufe.⁵⁹ Es gelten vorliegend dieselben engen Anforderungen und Rechtsfolgen in Bezug auf die Nichtberücksichtigung bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte.⁶⁰
- 326 Damit ist bei Wetterereignissen wie Stürmen und Orkanen nicht nur die Windstärke ausschlaggebend, um das Ereignis als einen Fall der höheren Gewalt einzuordnen und es von „atmosphärischen Einwirkungen“ als „höhere Gewalt“ abzugrenzen. Vielmehr muss es sich

⁵⁹ BVerfG, Urteil vom 15.02.2005, 1 BvR 357/05, Rn. 102; Herzog, Roman/ Scholz, Rupert/ Herdegen, Matthias/ Klein, Hans, Grundgesetz, Kommentar, München, 2025, Rn. 127 und 133.

⁶⁰ Dederer in: Herzog, Roman/ Scholz, Rupert/ Herdegen, Matthias/ Klein, Hans, Grundgesetz, Kommentar, München, 2025, Rn. 102.

um ein mindestens 50-jähriges Ereignis im Netzgebiet des betroffenen Netzbetreibers handeln. Wurde die Windstärke in der jüngeren Vergangenheit in dieser Region bereits ein- oder sogar mehrmals erreicht, greift die Ausnahme für Fälle der „höheren Gewalt“ nicht mehr, da es an der Singularität fehlt. Gleiches gilt etwa für Erdbeben, bei denen es sich, unabhängig von der belegten Schwere, wie beispielsweise bei dem Erdbeben von Roermond (deutsch-niederländische Grenze, 1992), um ein mindestens 50-jähriges Ereignis handeln muss.⁶¹

- 327 Die vorgenannte Definition des Störungsanlasses „höhere Gewalt“ hat der BGH bereits in seinem Beschluss vom 22. Juli 2014 nicht beanstandet, sondern vielmehr ausgeführt, dass es im der Bundesnetzagentur zustehenden Entscheidungsspielraums liege, bei der Bestimmung des Qualitätselements u. a. den Störungsanlass „höhere Gewalt“ nicht zu berücksichtigen.⁶² Die Beschlusskammer bewegt sich weiterhin im Rahmen dieses Entscheidungsspielraums, wenn sie an den Störungsanlass „höhere Gewalt“ einen strengen Maßstab anlegt und bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte nur solche Unterbrechungen unberücksichtigt lässt, die auf ganz ungewöhnlichen Wetterereignissen beruhen und einen singulären Charakter haben.⁶³
- 328 Mit vorliegender Festlegung grenzt die Beschlusskammer in weiterer Ausgestaltung dieses Entscheidungsspielraums die Fälle, in denen der Störungsanlass „höhere Gewalt“ greift, insoweit ein, als es sich ausweislich vorhandener Messwerte um ein Ereignis handeln muss, das in 50 Jahren lediglich einmal auftritt (50-Jahres-Kriterium); ist dies nicht der Fall, ist das Ereignis dem Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“ zuzuordnen. Die Unterscheidung der Unterbrechungsanlässe anhand des 50-Jahres-Kriteriums durch die Bundesnetzagentur ist nicht neu, sondern führt die bisherige Praxis fort⁶⁴, die in der Rechtsprechung⁶⁵ mehrfach bestätigt wurde. Damit wird bei Windereignissen die Schwelle für die Einordnung als „höhere Gewalt“ an die bereits praktizierte Schwelle anderer Wetterereignisse angeglichen. Die bisher bei anderen Wetterereignissen praktizierte Ermittlungsmethode wird entsprechend auch auf Windereignisse angewandt. Das bedeutet, dass sich die Bundesnetzagentur bei der Überprüfung der Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ zugeordnet sind, prüft, ob es in dem jeweiligen Netzgebiet in den letzten 50

⁶¹ Z.B. Daten der nächstgelegenen Erdbebenwarte: Richter, Charles F., An Instrumental Earthquake Magnitude Scale, 1935, 25, 1, S. 1-32.

⁶² BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

⁶³ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 167.

⁶⁴ Zu "Orkanen": Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, 20.07.2020, BK8-17/1041-81; zu "Schneefall": Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, 02.05.2024, BK8-23/02992-81.

⁶⁵ Zu "Orkanen": OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, 3 Kart 75/17, Rn. 30-31, Rn. 171-190.

Jahren ein vergleichbares Ereignis gegeben hat. Dazu zieht sie die Daten der entsprechenden Wetterstationen heran. Hat ein solches Ereignis in den letzten 50 Jahren bereits stattgefunden, wird die Versorgungsunterbrechung nicht als „höhere Gewalt“, sondern als „atmosphärische Einwirkungen“ eingestuft.

- 329 Die vorgenommene Eingrenzung der Fälle, die unter den Störungsanlass „höhere Gewalt“ fallen, geschieht insbesondere auch vor dem Hintergrund beziehungsweise in Konkretisierung des strengen Ausnahme-Regel-Verhältnisses, das bei der Ermittlung des Qualitätselements der Netzzuverlässigkeit zugrunde zu legen ist. Denn nach der Zielsetzung der Qualitätsregulierung ist Ausgangspunkt jede einzelne Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen, da sie in jedem Fall, das heißt unabhängig von ihrer Ursache, aus der hier ganz maßgeblichen Sicht der Netzkunden beziehungsweise Verbraucher zu Unannehmlichkeiten führt und eine Verschlechterung der Versorgungsqualität bedeutet.⁶⁶ Die Eingrenzung setzt der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur „höheren Gewalt“ zwar hohe Hürden, wobei die enge Definition dieser Ausnahme von der Regel aber, wie beschrieben, im Rahmen des Entscheidungsspielraums der Beschlusskammer geschieht und fachlich gerechtfertigt und verhältnismäßig ist. Denn die Beschlusskammer stützt sich zur Abgrenzung der relevanten Fälle in Fortführung der bisherigen Praxis auf einen wissenschaftlich anerkannten Ansatz (50-Jahres-Kriterium und Prüfung der jeweiligen Unterbrechungen anhand einheitlicher und allgemeingültiger, klar abgrenzbarer sowie wissenschaftlich hergeleiteter Parameter).
- 330 Der Klimawandel macht es zudem erforderlich, eine geeignete Abgrenzung zwischen den Unterbrechungsanlässen „atmosphärische Einflüsse“ und „höhere Gewalt“ zu treffen, um zukünftig absehbar häufiger auftretende extreme Wetterereignisse für die Zwecke der Qualitätsregulierung unterscheiden und von der Ermittlung der Kennzahlenwerte weiterhin ausnehmen zu können. Dem dient die mit vorliegender Festlegung vorgegebene Unterscheidung anhand des 50-Jahres-Kriteriums. Bislang wurde eine vergleichsweise hohe Anzahl von Versorgungsunterbrechungen der „höheren Gewalt“ zugeordnet. Zudem bewegten sich die den bisherigen Meldungen zugrundeliegenden Wettereinflüsse oftmals im Grenzbereich zwischen „höherer Gewalt“ und „atmosphärischer Einwirkung“. Die Auswertungen der Bundesnetzagentur haben gezeigt, dass in den Jahren von 2016 bis 2024 durchschnittlich 2.000 Versorgungsunterbrechungen jährlich gemeldet wurden und davon rund 30 Prozent den An-

⁶⁶ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

forderungen der höheren Gewalt nicht genügen. Dabei sind Schwankungen sowohl hinsichtlich der Anzahl der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen pro Jahr (von 331 im Jahr 2018 bis 3.737 im Jahr 2017) erkennbar, als auch hinsichtlich des Anteils der Versorgungsunterbrechungen, die von der Bundesnetzagentur nicht als „höhere Gewalt“ anerkannt wurden (von neun Prozent im Jahr 2021 bis 67 Prozent im Jahr 2018). Diese Auswertungen widerlegen das Vorbringen einiger Netzbetreiber, dass der Anteil der „höheren Gewalt“ an den gemeldeten Unterbrechungen gering sei. Mit dem fortschreitenden Klimawandel ist davon auszugehen, dass bestimmte Wetterereignisse (wie extreme Hitze, Kälte, Niederschläge oder Orkane) noch häufiger auftreten und heftiger ausfallen werden als bisher.⁶⁷ Die Zahl der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur „höheren Gewalt“ würde ohne ein gewisses Gegensteuern daher noch zunehmen und die Ausnahme von der Regel würde keine Ausnahme mehr darstellen, was nicht im Sinne der Qualitätsregulierung wäre. Daher ist eine Anpassung der Zuordnung notwendig.

- 331 Damit einher geht nicht, wie von einigen Netzbetreibern vorgebracht, eine andere Einordnung der Beeinflussbarkeit von Wetterereignissen durch den Netzbetreiber. Die Beschlusskammer ist aber der Auffassung, wie auch der BNE, dass sich Netzbetreiber aufgrund der zunehmenden Häufigkeit von Starkwetterereignissen dergestalt anpassen müssen, dass sie schneller und effizienter auf solche reagieren können. In Einzelfällen kann die in den Stellungnahmen geäußerte Befürchtung, dass die vorgesehenen Regelungen zu einer restriktiveren Anerkennung von höherer Gewalt führen, berechtigt sein. Unter Berücksichtigung der maßgeblichen Entwicklung erscheinen diese Regelungen jedoch folgerichtig und entsprechen dem Wesen sowie dem Zweck der Definition von „höherer Gewalt“.
- 332 Die Beschlusskammer sieht diesbezüglich nicht, entgegen der Ansicht einiger Stellungnehmer, dass es durch die geänderte Zuordnung zu Fehlanreizen dergestalt kommt, dass aufgrund notwendiger Investitionen in die Netzzuverlässigkeit Investitionen in die Leistungsfähigkeit unterlassen werden. Denn sind Investitionen in die Netzzuverlässigkeit notwendig, sind diese auch zu tätigen. In diesen Fällen kann folgerichtig nicht von einer Fehlbeanreizung gesprochen werden. Werden aufgrund dieser notwendigen Investitionen, unter-

⁶⁷ In Bezug auf Orkane siehe etwa: OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, 3 Kart 75/17, Rn. 175; Zu häufigeren und stärkeren Extremwetterereignissen in Northwest-Europa allgemein siehe: Liu, Quan/ Bader, Jürgen/ Jungclaus, Johann H./ Matei, Daniela, "More extreme summertime North Atlantic Oscillation under climate change", 2025, Communications Earth & Environment, 6, 1.

nehmerische Entscheidungen getroffen, die dazu führen, dass andere Investitionen nicht getätigt werden, geschieht das im Rahmen der unternehmerischen Freiheit. Von einem unmittelbaren Konkurrenzverhältnis der Investitionen in die Netzzuverlässigkeit und in die Netzleistungsfähigkeit ist an dieser Stelle jedoch nicht auszugehen.

- 333 Das Erfordernis einer Überarbeitung und (einschränkenden) Korrektur dessen, was zukünftig unter höhere Gewalt fallen soll, würde im Übrigen auch im Diskussionspapier der Netze BW GmbH (s. o., Kapitel I.5.5.1) erkannt. Die Auswirkungen dieser zunehmenden und stärkeren Wetterereignisse betreffen bereits jetzt auch die Netzinfrastruktur, wobei der gesetzliche Auftrag, wonach für ein nach vernünftigem Maßstab gleichbleibend hohes Qualitätsniveau zu sorgen ist und Unterbrechungen schnellstmöglich zu beseitigen sind, unverändert bleibt. Denn nach § 1 Abs. 1 EnWG dürfen Netzkunden im geltenden Rechtsrahmen auch in Zukunft eine zuverlässige leitungsgebundene Energieversorgung erwarten.
- 334 Mit dieser Überarbeitung dessen, was bisher im Zuordnungskatalog zum Störungsanlass „höhere Gewalt“ der Bundesnetzagentur⁶⁸ enthalten ist, können, wie bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung angedeutet, zukünftig Aufwände entfallen, die bisher aufgrund von Unklarheiten bei der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen entstanden sind. Zudem sieht die Beschlusskammer auch die Möglichkeit, bei den Meldungen zur höheren Gewalt den eigenen Erhebungs- und Verwaltungsaufwand, aber insbesondere auch den Aufwand bei den Netzbetreibern zu reduzieren. Zwar müssen die Netzbetreiber wie bisher prüfen, ob die Versorgungsunterbrechungen dem Störungsanlass höhere Gewalt zuzuordnen sind, aber wenn deutlich weniger Versorgungsunterbrechungen dem Störungsanlass höhere Gewalt zugeordnet werden, entfallen in zahlreichen Einzelfällen die Nachweis- und Darlegungspflichten, sodass beispielsweise keine Messprotokolle der nächstgelegenen Wetterstationen bei Wind- und Niederschlagsereignissen oder sogenannte HQ-Werte und Abflussgeschwindigkeiten bei Hochwassern mehr vorgelegt und überprüft werden müssen. Damit wird Bürokratie, entgegen der Ansicht mancher Netzbetreiber, abgebaut und die betroffenen Netzbetreiber werden von Nachweispflichten entlastet. Insoweit weist die Beschlusskammer auch nochmals darauf hin, dass in den nunmehr verbleibenden, relevanten Fällen nur

⁶⁸ Bundesnetzagentur, „Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV“, Stand: Januar 2020, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/HinweiseHoehereGewalt.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt abgerufen am: 01.06.2026).

ganz ausnahmeweise eine Anerkennung der Versorgungsunterbrechung als „höhere Gewalt“ verweigert wird. Damit gehen mit diesem Vorteil eine gewisse Darlegungslast und Dokumentationspflicht einher, die auch erwartet werden. Hiermit teilt die Beschlusskammer nicht die Ansicht, die in einigen Stellungnahmen vorgetragen wurde, dass die vorgesehene Änderung nur scheinbar zu dem bezweckten Bürokratieabbau führe, da zwar die behördliche Prüfung (durch die Anpassung des Katalogs für „höhere Gewalt“) eingeschränkt würde, was aber zulasten der Netzbetreiber ginge (hohe finanzielle Betroffenheit in den betreffenden Fällen) und unverhältnismäßig sei. Demgegenüber begrüßten andere Stimmen (wie etwa die Licht-Blick SE) die beabsichtigten Änderungen in diesem Bereich, die Rechtsklarheit herstellten. Dabei sei aber „darauf zu achten, dass die Kriterien für das Vorliegen von höherer Gewalt belastbar sind und nicht zu Verzerrungen führen.“ Um diesen Forderungen gerecht zu werden, behält die Beschlusskammer insbesondere die Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede bei der Ermittlung der Referenzwerte in der Mittelspannung bei und sieht zudem Mittelwertbildungen und Kappungsgrenzen vor.

- 335 Die vorliegend getroffene Eingrenzung des Begriffs der „höheren Gewalt“ ist aus den vorstehenden Gründen erforderlich und eine andere denkbare Methode der Abgrenzung zu „atmosphärischen Einwirkungen“ ist nicht eindeutig besser geeignet. Das an konkrete Messwerte anknüpfende 50-Jahres-Kriterium gewährleistet die gebotene Gleichbehandlung aller Netzbetreiber⁶⁹ und ist nach bisheriger Praxis und Erfahrung der Bundesnetzagentur zweckmäßig. Denn auf diese Weise können anhand eines transparenten, netzübergreifend anwendbaren und wissenschaftlich anerkannten Maßstabs diejenigen (Wetter-) Ereignisse identifiziert und klar abgegrenzt werden, die nach übergreifender Betrachtung derart selten sind, dass die dadurch entstandenen Versorgungsunterbrechungen nicht zwingend bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte berücksichtigt werden müssen; beispielsweise weil aufgrund ihrer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit bzw. unter dem Aspekt des Kosten-Nutzen-Verhältnisses nicht unbedingt Vorkehrungen getroffen werden mussten. Auch in Zukunft sind hierfür weiterhin transparente, einheitliche und belastbare Messdaten bzw. Grenzwerte heranzuziehen, welche nach dem Stand der Wissenschaft erhoben bzw. festgelegt wurden und die Bewertung erlauben, ob es sich bei dem konkreten Wetterereignis um ein Phänomen handelt, das

⁶⁹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 51.

in dieser Schwere in 50 Jahren lediglich einmal auftritt.⁷⁰

- 336 Das 50-Jahres-Kriterium im Rahmen der vorliegenden Regelungen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur „höheren Gewalt“ ist nicht als eine bloße Wahrscheinlichkeitsaussage zu verstehen ist, sondern als empirisch belegte Schwelle für die Seltenheit bzw. Singularität eines Ereignisses. Die Einwände, dass ein 50-jähriges Ereignis lediglich eine statistische Erwartungsgröße darstelle und daher ein wiederholtes Auftreten innerhalb kurzer Zeiträume zulasse, verkennen die konkrete Ausgestaltung dieser Regelungen. Die Kritik ist fachlich unbegründet, da die Vorgaben ausdrücklich die nachweisliche Wiederkehr von Ereignissen im Abstand von 50 Jahren fordern und nicht nur eine statistische Erwartungsgröße (1/50 pro Jahr). Wiederholte Vorkommnisse innerhalb kurzer Zeiträume führen daher gerechtfertigter Weise dazu, dass das Ereignis nicht mehr als „höhere Gewalt“ anerkannt wird, da die Singularitätsanforderung in diesem Fall nicht mehr erfüllt ist.
- 337 Die Praxis basiert auf einer etablierten, gerichtlich bestätigten Methodik, einschließlich DWD-Messdaten, Wiederkehranalyse und Evidenzpflicht. Das 50-Jahres-Kriterium stellt somit ein transparentes, einheitliches und verhältnismäßiges Instrument dar, das weder willkürlich noch widersprüchlich ist. Die Behauptung, das 50-Jahres-Kriterium sei eine Fehlinterpretation probabilistischer Begriffe, ignoriert die empirisch fundierte Ausgestaltung der Regelung und die damit verbundene rechtliche Sicherheit sowohl für Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörden.
- 338 Demgegenüber drängt sich auch keine andere Methode als die eindeutig bessere auf, was etwa die sogenannte MED-Methode, die von der Netze BW GmbH vorgeschlagen wurde (s. o., Kapitel I.6.5.1), einschließt. Dies gilt sowohl in Hinsicht auf die Notwendigkeit einer Änderung der aktuellen methodischen Herangehensweise etwa auf Grund von Schwächen, die nach Ansicht der Beschlusskammer nicht gegeben ist, als auch im Hinblick auf die möglichen fachlichen Vorzüge einer anderen Methode (handwerkliche Überlegenheit und bessere Ergebnisse). Bei der vorgeschlagenen MED-Methode geht es um die Ermittlung und Bewertung von Versorgungsunterbrechungen, die über oder unter einem bestimmten, netzbetreiberindividuellen Mittelwert liegen, wodurch ebenfalls Ereignisse mit großer Seltenheit

⁷⁰ Zu geeigneten Messdaten und Grenzwerten, etwa des Deutschen Wetterdienstes (DWD) oder DIN-Vorschriften, die von der Bundesnetzagentur bisher in richtiger Weise herangezogen wurden: vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 52 ff. ("Schnee" und Schneelastzonenkarte) sowie OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, 3 Kart 75/17, Rn. 176 (Orkan und Windlastzonen).

und besonderer Schwere als Fälle „höherer Gewalt“ identifiziert und abgegrenzt werden sollen. Der Blick ginge hierbei gewissermaßen über zu einer rein abstrahiert-generellen Betrachtung und Einbeziehung aller aufgetretenen Störungen und weg von der Berücksichtigung der konkreten Art und des genauen Falls der Versorgungsunterbrechung. Die Heranziehung der konkreten Versorgungsunterbrechungen dient jedoch dem notwendigerweise herzustellenden Konnex zur Versorgungsqualität und damit dem Ziel und Zweck der Qualitätsregulierung. Eine rein abstrahiert-generelle Betrachtung und Einbeziehung jedweder aufgetretenen Störung würde dem Ziel der Qualitätsregulierung nicht genüge tun.

- 339 Eine grundlegende Änderung der methodischen Herangehensweise ist vorliegend nicht erforderlich. Die behauptete Notwendigkeit einer Abkehr von der bisherigen Praxis – welche die Beschlusskammer mit vorliegender Festlegung in modifizierter und konkretisierter Form fortsetzt – beruht auf einem Fehlverständnis beziehungsweise einer verzerrten Darstellung des bisherigen Vorgehens und seiner Nachteile. Die Netze BW GmbH sieht in der aktuellen (und nach vorliegender Festlegung modifiziert fortzusetzenden) Praxis eine ungeeignete Herangehensweise, da starre und unpassende Grenzwerte pauschal auf unterschiedliche Fälle angewendet würden, besondere Umstände im Netz und regionale Besonderheiten blieben dabei nicht hinreichend berücksichtigt und es fehle an einer netzbetreiberindividuellen Betrachtung, die aber erforderlich beziehungsweise vorteilhafter sei. Die überkommenen Schwellenwerte entwickelten sich nicht gemäß den Anforderungen des Klimawandels und – was Stürme und Orkane anbelange – könnten Windgeschwindigkeiten aufgrund der unterschiedlichen Dichte der Wetterstationen regional nicht korrekt erfasst werden. Dies ist jedoch in mehrfacher Hinsicht unzutreffend, was sich am Beispiel der Windstärke (Stürme und Orkane) zeigt: Schon nach der bisherigen Praxis war und ist die Grenzziehung bei Wetterereignissen zur Unterscheidung zwischen atmosphärischen Einflüssen und höherer Gewalt nicht – wie behauptet – starr oder statisch und sie ist es nach der mit vorliegender Festlegung vorgenommenen Klarstellung noch weniger. Wenngleich die Beschlusskammer zur Unterscheidung der vorgenannten Unterbrechungsanlässe zunächst zwischen den Windstärken neun und zehn Bft unterscheidet (vgl. obenstehende Regelbeispiele), ist diese Abgrenzung indes nur eine erste Einordnung. Es kommt letztlich stets auf die Überschreitung der 50-Jahre-Schwelle im konkreten Fall, also im betroffenen Netzgebiet an. Es handelt sich damit um einen „atmenden Deckel“, der eben nicht starr ist und regionale Besonderheiten sehr wohl hinreichend abbildet. Er ist insoweit – trotz der gebotenen Anwendung eines übergreifenden, einheitlichen Maßstabs (50-jähriges Ereignis) – auch individuell, indem der Deckel

beispielsweise in Gebieten steigt, in denen in jüngerer Vergangenheit bereits sehr häufig beziehungsweise zunehmend Extremwetterereignisse auftraten. Die Auswirkungen des Klimawandels auf das Wetter und letztlich die Infrastruktur (zunehmende Häufigkeit und Schwere) werden – wie gefordert⁷¹ – folglich dadurch abgebildet, dass der Deckel jedenfalls in stark betroffenen Regionen durch das letzte zurückliegende 50-jähriges Ereignis erneut angehoben wird. Maßgeblich für die Bemessung, ob ein Sturm oder Orkan in der gegebenen Schwere binnen der letzten 50 Jahre im Netzgebiet bereits aufgetreten ist, bleiben weiterhin die Messdaten der Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes (DWD), die dem Schadensort, das heißt der Unterbrechungsursache am nächsten gelegen ist. Das OLG Düsseldorf hat in seiner jüngsten Entscheidung zu der Thematik bereits festgestellt, dass diese Wetterstationen sehr wohl „relativ gleichmäßig im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland verteilt“ sind und „[die] Verwendung dort gewonnener Daten [...] deshalb eine praktikable Vorgehensweise dar[stellt], um die lokalen Gegebenheiten zum Zeitpunkt der Versorgungsunterbrechung möglichst realitätsgetreu und anhand eines netzbetreiberübergreifend anwendbaren Kriteriums nachzuvollziehen“.⁷²

- 340 Die Verwendung einer anderen Methode, konkret der vorgeschlagenen MED-Methode, ist auch deshalb nicht geboten, weil sie fachlich nicht eindeutig vorzugswürdig wäre und zu sachgerechteren Ergebnissen führen würde. Vielmehr würde die Anwendung der MED-Methode dazu führen, dass es keine Fälle der „höheren Gewalt“ im herkömmlichen Sinne mehr gibt und eine Abgrenzung von solchen Versorgungsunterbrechungen, die auf ein Verschulden des Netzbetreibers zurückgehen (s. o., Fall „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“) und nach Sinn und Zweck der Qualitätsregulierung daher keinesfalls eine Ausnahme von der Kennzahlenermittlung rechtfertigen, unmöglich wird (zum Entscheidungsspielraum der Beschlusskammer und zur Zielsetzung der Qualitätsregulierung s. o., Rn. 327 ff.). Umgekehrt würden solche Unterbrechungsanlässe einbezogen, die nach der Zielsetzung der Qualitätsregulierung ausnahmsweise von der Kennzahlenermittlung ausgenommen sein sollen, da ihre Ursache offenkundig nicht oder nicht überwiegend im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber liegt (zum Beispiel im Fall „Abschaltung aufgrund der Anordnung von Behörden“).

⁷¹ Netze BW GmbH, Diskussionspapier "Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung: "MED-Methode" zur Definition extremer Störungsereignisse", Stuttgart, 09.2025, 5, zweiter Punkt.

⁷² OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 55.

- 341 Die Anwendung der vorgeschlagenen MED-Methode wurde von der Beschlusskammer anhand ihr vorliegender aktueller und historischer Daten eingehend untersucht, wobei sich aber kein entscheidender Vorteil zeigte. Vielmehr weist die vorgeschlagene Methode nach Prüfung der Beschlusskammer Schwächen und deutliche Nachteile auf, die mit Blick auf die Bewertung von Versorgungsunterbrechungen und die Kennzahlenermittlung auch erheblich sind. Eine Ermittlung und Bewertung von Versorgungsunterbrechungen (auch) anhand der MED-Methode, etwa als Korrektiv, schließt die Beschlusskammer für die Zukunft nicht generell aus; die Beschlusskammer wird über (dann sicherlich erforderliche) Modifikationen der MED-Methode und potentielle Anwendungsfälle beziehungsweise -bereiche entscheiden, wenn sich hierfür Anlass ergibt.
- 342 Zu den festgestellten Schwächen der vorgeschlagenen MED-Methode zählt vor allem, dass mit ihr im Grunde nur solche Netzbetreiber erfasst bzw. bewertet werden können, bei denen es über das Jahr zu einer Vielzahl an Störungen kommt; demgegenüber können Netzbetreiber mit sehr wenigen Störungen nicht erfasst werden, da hier nicht genügend Daten zur Bestimmung eines Schwellenwertes vorliegen. Dies räumt die Netze BW GmbH in ihrem Diskussionspapier auch ein (dort S. 10 f.). Die Anwendung bzw. Operationalisierung der Methode erfordert indes sehr viele Daten bzw. Werte der einzelnen Netzbetreiber, wobei die Tageswerte solcher Netzbetreiber mit sehr geringen Störungen keine hinreichende Berechnungsgrundlage bilden. Für diesen Fall schlägt die Netze BW GmbH vor, beim – nach wie vor erforderlichen – Netzbetreibervergleich die Daten vergleichbarer Netzbetreiber als Referenzwerte heranzuziehen; die nach Aussage des Diskussionspapiers außerdem notwendige Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale, könne die Schwächen der MED-Methode hier ausgleichen. Dem ist aber entgegenzuhalten, dass sich zum einen die Frage aufdrängt, ob und wie konkret Netzbetreiber mit anderen „strukturell verglichen“ werden können, und dass sich zum anderen das Problem stellt, dass solche gebietsstrukturellen Merkmale für die Niederspannungsebene ungeeignet sind und folglich nicht betrachtet werden (zu den Gründen siehe nachstehend, Rn. 399). Eine ungleiche Behandlung, das heißt ein uneinheitliches methodisches Vorgehen, etwa durch die Anwendung der MED-Methode auf die Mittelspannungsebene einerseits und die Anwendung der aktuellen und mit vorliegender Festlegung konkretisierten Methode der Bundesnetzagentur auf die Niederspannungseben andererseits, scheidet aus verschiedenen Gründen, insbesondere wegen der völlig unterschiedlichen Grundannahmen und Systematik (siehe nachstehender Absatz), aus. Für die MED-Methode spricht schließlich auch nicht, dass sie bereits – wie von der Netze BW GmbH zutreffend

angeführt – in einigen Staaten in und außerhalb der EU verwendet wird. Die Untersuchungen der Beschlusskammer haben ergeben, dass jedenfalls in den genannten EU-Mitgliedstaaten relevante Versorgungsunterbrechungen weitaus häufiger auftreten als in Deutschland; dort liegt daher eine hinreichend dichte und lange Datenhistorie vor, was in Deutschland nicht der Fall ist (s. oben zu unzureichenden Tageswerten bei Netzbetreibern mit geringen Störungen im Jahr). Das Qualitätselement soll gerade dazu beitragen, dass diese sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit und damit eine nur eingeschränkte Datenmenge über Unterbrechungen weiterbesteht.

343 Ein ganz wesentlicher Nachteil der vorgeschlagenen Methode ist zudem der bereits erwähnte Umstand, dass bei der rein abstrahiert-generellen Analyse und Bewertung von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen außen vor bleibt, welche die konkreten Unterbrechungsursachen waren. Die Bundesnetzagentur hält mit Blick auf die Systematik und Zielrichtung der Qualitätsregulierung dagegen an ihrer gerichtlich mehrfach bestätigten Definition der höheren Gewalt und aktuellen Praxis⁷³, also der konkreten (verschuldensabhängigen) Betrachtung des jeweiligen Einzelfalls fest, wobei sie sich im Rahmen des ihr zustehenden Entscheidungsspielraums bewegt.⁷⁴ Für die MED-Methode mag vordergründig sprechen, dass grundsätzlich jedwede Versorgungsunterbrechung relevant ist, da sie letztlich immer die Versorgungsqualität beeinträchtigt; dies ist auch zutreffend.⁷⁵ Ausnahmen von der Kennzahlenermittlung, wie vorliegend für Fälle der „höheren Gewalt“ sowie etwa auch bei „Rückwirkungsstörungen“, sind demnach nur ganz selten zu gewähren – nach sachgemäßem Ermessen der Bundesnetzagentur beispielsweise dann, wenn die Versorgungsunterbrechung aufgrund ihrer Singularität (besondere Seltenheit und Schwere der Ursache) oder ihrer Verortung außerhalb der Sphäre des Netzbetreibers ihm nicht vorwerfbar (kein Verschulden) und so ausnahmsweise nicht in die Kennzahlenermittlung einzubeziehen ist. Fälle aber, in denen die Unterbrechungsursache offenkundig in der Sphäre des Netzbetreibers lag bzw. dort sicher vermutet und zugerechnet werden darf (insbesondere „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“), würden bei der abstrahierten und generalisierenden Betrachtung nach der MED-Methode systemwidrig eine Ausnahme erfahren und von der

⁷³ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, 3 Kart 75/17, Rn. 164 ff.; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 37 ff.

⁷⁴ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 12, 74; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, 3 Kart 75/17, Rn. 168; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 38.

⁷⁵ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

Kennzahlermittlung ebenso wie in berechtigten Fällen ausgenommen werden.⁷⁶

- 344 Davon könnten vor allem solche Netzbetreiber profitieren, die – im Gegensatz zu anderen Netzbetreibern – notwendige Investitionen etwa in Instandhaltung und Ertüchtigung des Netzes unterlassen haben und/oder bei denen es oftmals etwa zu signifikanten und zu vertretenen Störungen im Netzbetrieb kommt. Gerade diese Versorgungsunterbrechungen müssen aber, aus dem vorgenannten Gründen („jede Unterbrechung zählt; nur ganz enge Ausnahmen.“)⁷⁷ und im Übrigen auch aufgrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes, ins Gewicht fallen und in die Kennzahlenermittlung einfließen.
- 345 Die geeignete und erforderliche Abgrenzung anhand des 50-Jahres-Kriteriums führt im Übrigen nicht zu unbilligen Belastungen der Adressaten und wahrt den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Dies gilt zum einen, da sich die bisherige (und gerichtlich bestätigte) Praxis bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte in Bezug auf die Definition und den Umgang mit Fällen von „höherer Gewalt“ nicht wesentlich ändert. Vielmehr schafft die vorliegend getroffene Definition und Festschreibung die in einigen Stellungnahmen angemahte Rechtsklarheit gegenüber bisherigen Abgrenzungsschwierigkeiten (zu letzteren s. o. Rn 225). Zum anderen führt die Eingrenzung durch die Beschlusskammer auch nicht zu Fehlanreizen oder einer unangemessenen Verlagerung der Risikotragung für externe Störungen in die Sphäre der Netzbetreiber. Auch erfolgt keine weitere Verschiebung des Verhältnisses von Versorgungsqualität und Netzkosten (zu Lasten letzterer), was jedoch etliche Stellungnehmende anführten. Den Stellungnehmenden ist insoweit zuzugeben, dass die Versorgungssicherheit nicht alleiniger oder gegenüber anderen Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG vorrangiger Gesetzeszweck ist. Das Ziel der Qualitätsregulierung besteht nicht darin, das bestmögliche Qualitätsniveau, etwa eine stets hundertprozentig unterbrechungsfreie Stromversorgung, zu erreichen⁷⁸, was die Beschlusskammer mit der vorgenommenen Eingrenzung auch nicht zu erreichen beabsichtigt. So muss das Netz gerade nicht auf jedes erdenkliche, noch so unwahrscheinliche Wetterereignis – zu unverhältnismäßig hohen Kosten – vorbereitet werden. Wie der BGH bereits mit Beschluss vom 22. Juli 2014⁷⁹ festgestellt hat, ist das Ziel der Qualitätsregulierung

⁷⁶ Die Beschlusskammer ist aber gerade „nicht gehalten, all diejenigen Versorgungsunterbrechungen in die Bewertung der Netzzuverlässigkeit [vorliegend: im Sinn einer Ausnahme] einzubeziehen, hinsichtlich derer dem Netzbetreiber eine konkrete pflichtwidrige Unterlassung bzw. eine schuldhafte Verursachung nachgewiesen werden kann.“ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 49.

⁷⁷ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 74.

⁷⁸ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.06.2025, 3 Kart 543/24, Rn. 46.

⁷⁹ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 69.

vielmehr die Erreichung eines für Netzbetreiber und Netznutzer im Hinblick auf Kosten und Nutzen optimalen Qualitätsniveaus, das langfristig durch einen dynamischen Prozess erreicht werden soll. Soweit die E.ON SE in ihrer Stellungnahme vertritt, dass die Versorgungsqualität mit Blick auf Unterbrechungen in Deutschland kaum mehr zu verbessern ist, der „dynamische Prozess“⁸⁰ im Grunde also sein Ende erreicht hat, teilt die Beschlusskammer diese Ansicht nicht. Denn wie voranstehend beschrieben, sind Netzinfrastrukturen bereits jetzt in ihrer Häufigkeit und Schwere zunehmenden Wetterereignissen durch den Klimawandel unterlegen. Durch ein statisches Verharren beim erreichten *Status quo* ist das in Rede stehende gute Niveau bei den Versorgungsunterbrechungen in Deutschland nach Einschätzung der Beschlusskammer daher nicht zu gewährleisten. Es liegt, wie bislang, vielmehr in der Verantwortung der einzelnen Netzbetreiber, zu entscheiden, ob konkrete Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Qualität nachhaltig zu verbessern, oder ob individuell ein optimaler Zustand bereits hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optimales Qualitätsniveau einstellen, indem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.⁸¹

346 Dieses Ziel wird langfristig durch die vorliegend festgelegte Methodik erreicht, ohne zu wirtschaftlichen Unzumutbarkeiten für die Adressaten zu führen; insbesondere wird das weitere gesetzliche Ziel des § 1 Abs. 1 EnWG, die gleichzeitige Preisgünstigkeit der (sicheren) Versorgung, nicht verkannt.

347 Soweit in den Stellungnahmen vertreten wurde, dass die Eingrenzung der Fälle der „höheren Gewalt“ und die gewählte Methodik der Beschlusskammer zu Fehlanreizen mithin zu unverhältnismäßig hohen Netzkosten führe und speziell zu einer Benachteiligung von Netzbetreibern in weitläufigen ländlichen Gebieten, die Wetterereignissen in der Fläche stärker ausgesetzt sind, kann die Beschlusskammer dem nicht folgen. Die Beschlusskammer berücksichtigt vorliegend gebietsstrukturelle Unterschiede in der Mittelspannungsebene noch mittels des Strukturparameters der Lastdichte, in deren netzbetreiberindividuellen Errechnung neben der zeitgleichen Jahreshöchstlast auch die geografische Fläche des Netzgebiets einbezogen wird, vgl. Tenorziffer 5.3.1 ff. und Kapitel II.9.3.2.1 f. vorliegender Festlegung. Daraus ergibt sich für Netzbetreiber, deren Netz eher weitläufig und ländlich geprägt ist, ein vergleichsweiser hoher Referenzwert.

⁸⁰ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 69.

⁸¹ Consentec Gutachten 2010, S. 5, Abb. 2.1.

348 Durch die in Tenorziffer 6.3.1 bestimmte individuelle Mittelwertbildung werden schließlich auch die Folgen der Fälle abgemildert, in denen ein extremes Wetterereignis nicht dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ zuzuordnen ist, indem Schwankungen zwischen (den letzten drei abgeschlossenen) Kalenderjahren gedämpft werden, siehe hierzu ausführlich Kapitel II.9.3.2.1 vorliegender Methodenfestlegung. Zudem nimmt die Beschlusskammer in Tenorziffer 5.4.7 eine Härtefallregelung im Sinne einer Kappungsgrenze vor, die vor groben Verzerrungen schützt und so sicherstellt, dass sich für einzelne Netzbetreiber keine unverhältnismäßigen Härten oder Risiken ergeben.

9.2.2.5 Störungsanlass „Rückwirkungsstörungen“

349 Die Nichtberücksichtigung von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörungen“ unterfallen, bei der Ermittlung der Kennzahlen entspricht der bisherigen Praxis und ist weiterhin gerechtfertigt und soll dem Grundsatz folgen, nachdem eine Versorgungsunterbrechungen nur demjenigen Verteilernetzbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen ist, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt.

350 Eine Rückwirkungsstörung liegt vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer ungeplanten bzw. nicht angekündigten Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer nicht geplanten Versorgungsunterbrechung bei den einspeisenden Kraftwerken (Ausfall der Netzeinspeisung) kommt. Dabei ist es nicht erheblich, ob die Rückwirkungen aus den eigenen oder fremden Netzen stammen.

351 Versorgungsunterbrechungen werden grundsätzlich nur auf der Netzebene berücksichtigt, auf der sie entstanden sind. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Netzbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder den einspeisenden Kraftwerken, so kann es in dem Netz des betrachteten Netzbetreibers zu einer sogenannten Rückwirkungsstörung kommen. Da die Versorgungsunterbrechungen jedoch nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt werden, fließen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein.

9.2.3 Geplante Versorgungsunterbrechungen (Tenorziffern 5.2.4 und 5.2.5)

- 352 Bei den sogenannten geplanten Versorgungsunterbrechungen sind zwei Kategorien zu unterscheiden: „Zählerwechsel“ und „Sonstiges“.
- 353 Tenorziffer 5.2.4 bestimmt, dass geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem verallgemeinerten Störungsanlass „Sonstiges“ in die Bildung der Kennzahlenwerte einbezogen werden. Geplante Versorgungsunterbrechungen sind grundsätzlich solche, die nach vorheriger Benachrichtigung oder in Absprache mit den betroffenen Letztverbrauchern oder Weiterleitern geschehen. Diese geplanten Versorgungsunterbrechungen werden dabei mit einem Faktor von 0,5 gegenüber den ungeplanten Versorgungsunterbrechungen gewichtet. Die Gewichtung erfolgt vor dem Hintergrund, dass eine geplante Versorgungsunterbrechung den Netznutzer nicht überrascht und dieser entsprechend Vorbereitungen treffen kann. Gleichzeitig sollen Instandhaltungsmaßnahmen unterstützt und nicht behindert werden.
- 354 Damit bleibt die Beschlusskammer bei der bisherigen Gewichtung geplanter Versorgungsunterbrechungen und folgt damit nicht den Forderungen des VKU und einiger Netzbetreiber nach einer Gewichtung mit einem Faktor von beispielsweise nur noch 0,25.
- 355 Gerade im Hinblick auf die Netzweiterentwicklungen im Zuge der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende handelt es sich dabei um eine zeitgemäße Herangehensweise, da die Notwendigkeit an Anreizen auch geplante Versorgungsunterbrechungen möglichst kurz zu halten, immer größer wird.
- 356 Die Berücksichtigung der geplanten (angekündigten) Versorgungsunterbrechungen im Störungsanlass „Sonstiges“ ist auch deshalb erforderlich, weil diese in erheblichem Maße die Netzzuverlässigkeit im Niederspannungsbereich beeinflussen. Eine weitere Reduzierung des Gewichtungsfaktors von 0,5 auf beispielsweise 0,25, wie sie in der Verbändestellungnahme gefordert wird, steht im daher Widerspruch zu dem Grundsatz, dass bei den Netzzuverlässigkeitskennzahlen sowohl die angekündigten (geplanten) als auch die nicht angekündigten (ungeplanten) Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt werden müssen. Auch hier gilt, dass jede Versorgungsunterbrechung grundsätzlich einen Beitrag zur Versorgungsqualität leistet und für die Netznutzer als Unannehmlichkeit wahrgenommen wird, wie der Kartellsenat des BGH festgestellt hat.⁸² Das Ziel einer Qualitätsregulierung kann daher nur darin bestehen, unter den gegebenen Rahmenbedingungen jede Versorgungsunterbrechung so

⁸² BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 168.

kurz wie möglich zu halten und auf eine schnelle Wiederaufnahme der Energieversorgung hinzuwirken.⁸³ Dem Netznutzer gegenüber vorab angekündigte (geplante) Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „Sonstiges“ zuzuordnen sind, treten beispielsweise bei der Durchführung von Maßnahmen auf, die der technischen Sicherheit und der Zuverlässigkeit der Energieversorgung dienen. Zum zu den geplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Sonstiges“ zählen regelmäßig auch Unterbrechungen der Versorgung mit elektrischer Energie, welche zur Umsetzung von Rechtsvorschriften oder behördlicher Anordnungen erforderlich sind, wie etwa bei der Nachrüstung zum Vogelschutz nach dem Bundesnaturschutzgesetz.

357 Die internationalen Erfahrungen mit empirischen Erhebungen zur Qualitätspräferenz zeigen, zudem dass die Kosten bzw. der entgangene Nutzen durch Versorgungsunterbrechungen davon abhängen, ob die diese angekündigt oder unangekündigt erfolgen. Bei geplanten oder angekündigten Unterbrechungen können die Netznutzer Vorsorgemaßnahmen treffen und sich auf die Unterbrechung einstellen (zum Beispiel durch alternative Lagerung oder Kühlung von Gütern). Daher gehen angekündigte Versorgungsunterbrechungen in der Regel mit geringeren Kosten für die Netznutzer einher als die nicht geplanten beziehungsweise nicht angekündigten Unterbrechungen. Im Sinne effizienter Anreize ist daher eine Differenzierung zwischen angekündigten und nicht angekündigten Unterbrechungen erfolgt. Dies bietet den Netzbetreibern zudem einen Anreiz, eine effiziente Planung von Versorgungsunterbrechungen vorzunehmen und diese den Netzkunden gegenüber mit einer angemessenen Vorabankündigung mitzuteilen.

358 Geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ werden nach Tenorziffer 5.2.5 dagegen nicht in die Kennzahlenermittlung einbezogen. Durch die Ausnahme geplanter Versorgungsunterbrechungen, die aufgrund von Zählerwechseln geschehen, sollen verzerrende Effekte, die durch die Liberalisierung des Messwesens und den Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen verursacht werden können, vermieden werden. Im Zuge der Liberalisierung des Messwesens ist insbesondere die Marktrolle des Messstellenbetreibers geschaffen und aus der Marktrolle des Netzbetreibers herausgelöst worden. Der Netzbetreiber soll daher keinen Fehlanreiz erhalten, Versorgungsunterbrechungen zu verringern, in dem er Zählerwechsels vermeidet oder hinauszögert. Die

⁸³ Holznapel, Bernd; Schütz, Raimund, Anreizregulierungsrecht, Energie- Bahn, München, 2019, S. 27.

Nichtberücksichtigung solcher Versorgungsunterbrechungen ist daher sachgerecht. Dagegen kam es in der abweichenden Regelung zu § 52 EnWG auf die vollständige Erfassung und Darstellung der Unterbrechungen an.

9.2.4 Mittelwert für die Nieder- und Mittelspannungsebene (Tenorziffer 5.2.6)

359 Tenorziffer 5.2.6 bestimmt, dass aus den ermittelten Kennzahlen jeweils für die Nieder- und Mittelspannungsebene jährlich ein individueller, arithmetischer Mittelwert über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre gebildet wird. Die Bildung von Durchschnittswerten aus den SAIDI- und ASIDI-Werten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre entspricht der bisherigen Praxis und ist sachgerecht.

360 Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, welche die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber auswirken können. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen und die daraus resultierenden Risiken der Betroffenen zu dämpfen, sind Durchschnittswerte aus den SAIDI- und ASIDI-Werten über drei Jahre zu bilden.

361 Die Kennzahlenwerte sind dabei aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre jährlich durch die zuständige Regulierungsbehörde neu zu berechnen, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen. Die Ermittlung erfolgt entsprechend der Methodik getrennt für die Nieder- und Mittelspannung.

9.3. Referenzwerte (Tenorziffer 5.3)

9.3.1 Ermittlung der Referenzwerte

362 Gemäß Tenorziffer 5.3.1 sind aus den Kennzahlenwerten durch die zuständige Regulierungsbehörde für jeden Verteilernetzbetreiber Referenzwerte als gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln. Diese dienen dazu, Abweichungen der Verteilernetzbetreiber mit ihren Kennzahlenwerten zu bestimmen und eine Bewertung der Kennzahlenwerte, insbesondere auch im Vergleich zu anderen Netzbetreibern, vornehmen zu können. Die Orientierung am Mittelwert ist dabei sachgerechter als die Orientierung an dem Netzbetreiber mit der besten Netzzuverlässigkeit, da bei Zugrundelegung der besten Netzzuverlässigkeit als Maßstab unverhältnismäßige Anforderungen zur Erreichung des Referenzwertes entstehen könnten.

363 Damit macht die Beschlusskammer von der Möglichkeit Gebrauch, die bereits in der Festlegung RAMEN Strom in Tenorziffer 12.4 Satz 1 eröffnet wird. Dort ist geregelt, dass aus den

ermittelten Kennzahlen sogenannte Kennzahlvorgaben, in der vorliegenden Festlegung auf Referenzwerte beschränkt, entwickelt werden können. Dabei sind zudem objektive Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen, sofern diese für die Entwicklung von Referenzwerten relevant sind.⁸⁴ Das EnWG und speziell die Festlegung RAMEN Strom treffen hinsichtlich der grundsätzlichen Berücksichtigung von Kennzahlen, der Ermittlung von Kennzahlenwerten und von Referenzwerten damit bereits maßgebliche Weichenstellungen in Bezug auf die anzuwendende Methode. So fordert § 21a Abs. 3 S.3 Nr. 5 EnWG, dass zur Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung der Netzzuverlässigkeit ermittelt werden, eine Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber. Für die nähere Bestimmung der Methode zur Ermittlung der Referenzwerte, insbesondere die Festlegung der relevanten Strukturparameter, verbleibt indes ein Spielraum⁸⁵, den die Beschlusskammer vorliegend sachgerecht konkretisiert, wobei sie im Wesentlichen an der aus ihrer Sicht bewährten Praxis festhält.

364 Wie bereits erläutert, sind die Referenzwerte nicht als Zielvorgaben, sondern als Rechengrößen aufzufassen, die die Gesamterlöseffekte des Regulierungssystems für einen Netzbetreiber bestimmen. Bei Überschreitung des Referenzwerts erhöht sich die Erlösvorgabe, bei Unterschreitung sinkt sie. Die individuelle Anreizwirkung ergibt sich aus den Monetarisierungsfaktoren (Qualitätspreis/Anreizrate), mit denen die Abweichung des Kennzahlenwertes des jeweiligen Verteilernetzbetreibers vom Referenzwert bewertet wird. Der so gewählte Regulierungsansatz ermöglicht eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den Verteilernetzbetreiber selbst. Das Optimum muss nicht dem Referenzwert entsprechen oder vorab von der Regulierungsbehörde festgelegt werden. Langfristig zielt dieser Ansatz auf ein gesamtwirtschaftlich optimales Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

365 Die Stellungnahmen, die den Vorschlag unterbreiten, den Begriff „Kennzahlvorgabe“ in der Tenorziffer 5.4 durch den Begriff „Referenzwert“ zu ersetzen, stützen sich auf eben diese Argumentation, dass das Ziel der Qualitätsregulierung im Bereich der Netzzuverlässigkeit die Erreichung eines gesamtwirtschaftlichen Optimums der Versorgungsqualität sei. Diese An-

⁸⁴ Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie, Festlegung RAMEN Strom, Tenorziffer 12.5.

⁸⁵ Zum Spielraum der Regulierungsbehörde nach der bisherigen Rechtslage allgemein siehe: BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 12 ff.

sicht findet Zustimmung bei der Beschlusskammer. Der Referenzwert stellt dabei keinen verbindlich festgelegten Zielwert im Sinne einer verpflichtend zu erreichenden Vorgabe dar, sondern fungiert vielmehr als Orientierungsgröße. Netzbetreiber haben die Möglichkeit, diesen Wert zu über- oder unterschreiten, sodass langfristig ein gesamtwirtschaftliches Optimum der Versorgungsqualität erreicht werden kann. Darüber hinaus können Abweichungen von den Referenzwerten sowohl durch unternehmerische Entscheidungen in der Vergangenheit als auch in der Gegenwart bedingt sein. Solche Abweichungen sind grundsätzlich nicht zu beanstanden, sondern sollen im Rahmen einer anreizorientierten Qualitätsregulierung gerade ermöglicht und durch den unternehmerischen Optimierungsprozess aktiv herbeigeführt werden. Die Orientierung an einem gesamtwirtschaftlichen Optimum kann zudem dazu führen, dass in verschiedenen Netzen unterschiedliche Veränderungen und Qualitätsniveaus auftreten, die jeweils den spezifischen Gegebenheiten und Herausforderungen des jeweiligen Netzes Rechnung tragen.⁸⁶

9.3.2 Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede

- 366 Die Referenzwerte sollen für jede Netzebene und können in Abhängigkeit geeigneter Strukturparameter ermittelt werden, um gebietsstrukturelle Unterschiede entsprechend § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG zu berücksichtigen.
- 367 Als mögliche Strukturparameter, die gebietsstrukturelle Unterschiede abbilden, kommen unter anderem die geografische bzw. versorgte Fläche, zeitgleiche Jahreshöchstlast, installierte dezentrale Erzeugungsleistung in Elektrizitätsverteilernetzen, die Anzahl oder Leistung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die Zahl der Letztverbraucher sowie die Anzahl der Anschlusspunkte in Betracht.⁸⁷ Durch die Berücksichtigung von Strukturparametern ergibt sich so ein für jeden Netzbetreiber individueller Referenzwert.
- 368 Diese Strukturparameter müssen insbesondere den Kriterien Vollständigkeit, Messbarkeit, Verfügbarkeit und Exogenität genügen; um in diesem Sinne objektiv geeignet zu sein. Hinzu kommt, dass sie nicht redundant sein sollten.⁸⁸ Unter Vollständigkeit wird verstanden, dass der jeweilige Strukturparameter gebietsstrukturelle Unterschiede sowie die dadurch bedingten Unterschiede der Kennzahlenwerte hinreichend beschreibt. Der Strukturparameter soll

⁸⁶ Consentec Gutachten 2010, S. 72.

⁸⁷ Consentec Gutachten 2010, S. 72.

⁸⁸ Bundesnetzagentur, Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn, 30.06.2006, S. 205, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/694544> (zuletzt abgerufen am: 31.05.2026).

zudem messbar bzw. quantifizierbar und damit eindeutig definierbar sein. Qualitative Merkmale oder subjektive Bewertungen sind damit auszuschließen. Verfügbarkeit bedeutet diesbezüglich, dass die einzubeziehenden Strukturparameter auf bereits verfügbaren Daten beruhen oder mit vertretbarem Aufwand beschafft werden können sollen. Das dient ausdrücklich dem Ziel, den bürokratischen Aufwand zu minimieren. Exogenität bedeutet, dass der Strukturparameter nicht durch Entscheidungen des Verteilernetzbetreibers beeinflussbar ist. Dadurch wird verhindert, dass sich ein Verteilernetzbetreiber durch eigene Maßnahmen im Vergleich zu anderen besserstellen kann. Der Strukturparameter soll ausschließlich die durch äußere Einflussfaktoren bedingten Niveauunterschiede der Netzzuverlässigkeit abbilden und nicht bereits die Wirkung der vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber getroffenen Entscheidungen vorwegnehmen. Ein Beispiel für eine maßgeblich durch den Verteilernetzbetreiber beeinflussbare (endogene) Größe ist die Stromkreislänge bzw. die daraus abgeleiteten Verkabelungs- oder Freileitungsanteile. Nichtredundanz bedeutet, dass sich der einzubeziehende Strukturparameter auf das Wesentliche beschränken muss, da überlappende (redundante bzw. korrelierende) Größen keine zusätzliche Information liefern und die Analyse sowie die Interpretation der Ergebnisse erschweren.

- 369 Über die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse hinaus, muss ein hinreichend belastbarer Einfluss des zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogenen Strukturparameters auf die Netzzuverlässigkeit nachgewiesen werden. Der Einfluss wird unter anderem mit Hilfe statistischer Testverfahren und/oder ingenieurwissenschaftlichen Untersuchungen belegt. Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter ist zudem darauf zu achten, sogenannte Scheinsignifikanzen und/oder Redundanzen zu vermeiden (Auswahlkriterium der Nichtredundanz). Das bedeutet beispielsweise, dass alle Strukturparameter ausgeschlossen werden sollten, die in gleicher Weise erklärend wirken, insbesondere wenn zwischen den untersuchten Strukturparametern bereits lineare Abhängigkeiten bestehen. Weiterhin sollte das Modell, das sich aus den erklärenden Strukturparametern und den Zuverlässigkeitskennzahlen ergibt, auch durch analytische Überlegungen begründet sein. Grundsätzlich sollte das Modell mit so wenig Strukturparametern wie möglich auskommen, um sowohl den Verwaltungs- und Bürokratieaufwand für die Netzbetreiber in Grenzen zu halten, als auch mathematisch/statistischen Anforderungen zu entsprechen.

370 Entsprechend diesen Kriterien zur Auswahl von Strukturparametern, wurden in der Vergangenheit mit wissenschaftlicher Beratung potentiell geeignete Kandidaten untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in den Gutachten zur „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ aus dem Jahr 2010 und zur „Konzeptionierung eines Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit“ aus dem Jahr 2020 zusammengefasst. Auf diese beiden Gutachten wird an dieser Stelle verwiesen.

9.3.2.1 Lastdichte als geeigneter Strukturparameter in der Mittelspannung (Tenorziffer 5.3.3)

371 In Tenorziffer 5.3.3 Satz 1 macht die Beschlusskammer von der in Tenorziffer 5.3.2 eröffneten Möglichkeit Gebrauch, gebietsstrukturelle Unterschiede durch die Heranziehung von Strukturparametern zu berücksichtigen, sofern hierfür ein objektiv belastbarer und nachweisbarer Bedarf besteht. Dabei wird für die Mittelspannung der Strukturparameter der Lastdichte als geeignet bestimmt. Die Beschlusskammer hat mit Blick auf die vorliegende Festlegung abermals die Geeignetheit des von ihr bisher gewählten Strukturparameters Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede und dessen grundsätzliche Überlegenheit gegenüber anderen Einflussfaktoren auf die Netzzuverlässigkeit der Mittelspannung geprüft. Die Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte wurde durch die ingenieurwissenschaftliche Herleitung mittels Modellnetz- und Referenznetzanalysen in Verbindung mit analytischen Netzzuverlässigkeitsanalysen sowie der Bestätigung durch statistische Auswertungen wiederholt belegt.⁸⁹ Auch die früheren Ergebnisse bei der Bestimmung der Qualitätselemente seit dem Jahr 2012 bestätigen die hier vorgesehene Methodik. Gleiches gilt für die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten. Die Rechtmäßigkeit der Verwendung des Strukturparameters der Lastdichte in der Mittelspannungsebene wurde auch grundsätzlich durch das OLG Düsseldorf bestätigt.⁹⁰

372 Bereits im Consentec Gutachten 2010 zur Qualitätsregulierung wurde festgestellt, dass als Strukturparameter für die Referenzwertermittlung nur solche Parameter in Frage kommen, die nicht prinzipiell mit der Größe eines Netzgebiets korreliert sind. Beispielsweise ist die absolute Höhe der Last prinzipiell größenabhängig und daher nicht als Strukturparameter

⁸⁹ E-Bridge, FGH, "Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements", Bonn, 23.11.2023, S. 18, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/861134> (zuletzt abgerufen am: 29.05.2026); im Folgenden: E-Bridge Gutachten 2023.

⁹⁰ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, VI-3 Kart 245/12 (V), Rn. 97 ff.

geeignet. Größenunabhängige Strukturparameter ergeben sich in der Regel als Quotient aus zwei größenabhängigen Grundgrößen. Ein solcher Parameter, der im Consentec Gutachten 2010 als besonders geeignet erkannt wurde, ist die (flächenbezogene) Lastdichte, das heißt der Quotient aus der Gesamtlast und der versorgten Fläche eines Netzes. Dieser Parameter ist zum einen praktisch rein exogener Natur (Kriterium der Exogenität). Zum anderen bildet er Unterschiede in zwei für die Netzauslegung zentralen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe in einem Netzgebiet in sich ab, nämlich einerseits der Höhe und andererseits der räumlichen Verteilung der angeschlossenen Lasten.

- 373 Für diesen Parameter wurde im Consentec Gutachten 2010 zunächst durch Modellnetz- und Zuverlässigkeitsanalyse und anschließend durch eine Prinzipüberlegung anhand stilisierter Netzstrukturen aufgezeigt, dass ein hyperbolischer Zusammenhang mit den Zuverlässigkeitskennzahlen zu erwarten ist.⁹¹
- 374 Folglich ist im Fall der Mittelspannung weiterhin eine Fixierung auf den Strukturparameter der Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Merkmale und als Einflussfaktor der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung der Referenzwerte angezeigt.
- 375 Aus den vorgenannten Gründen ist der Strukturparameter Lastdichte auch für die kommenden Jahre weiterhin zur Berücksichtigung eines gebietsstrukturellen Merkmals geeignet. Einige Netzbetreiber bezweifelten in ihren Stellungnahmen die nach wie vor bestehende Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte, da der Zusammenhang ihrer Ansicht nach bereits jetzt statistisch nicht mehr belastbar sei.
- 376 Die Beschlusskammer weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die Hintergründe für die behauptete fehlende statistische Belastbarkeit bereits durch die weiterführenden Analysen insbesondere im Rahmen des E-Bridge Gutachtens 2025 zur Konzeptionierung des Qualitätselements erläutert und entkräftet wurden. Demnach ergaben die dort vorgenommenen Analysen, dass die zunehmende Integration von Fernwirktechniken, insbesondere in ländlichen Gebieten mit geringer Lastdichte (Flächennetzbetreiber), die mittlere Unterbrechungsdauer temporär signifikant beeinflusst.⁹² Aber in anderen Netzen kommen solche Fernwirktechniken derzeit nur in begrenztem Umfang zum Einsatz.⁹³ Die Angaben der Netzbetreiber aus der Datenerhebung in 2025, stützen diese Aussagen.

⁹¹ Consentec Gutachten 2010, S. 56.

⁹² E-Bridge Gutachten 2023, S. 8 ff.

⁹³ E-Bridge Gutachten 2023, S. 13.

- 377 Die Beibehaltung eines Modells, das den exogenen Strukturparameter „Lastdichte“ berücksichtigt, begünstigt letztlich diejenigen Netzbetreiber, die bereits in entsprechende Fernwirktechnologien investiert haben. Durch die Fortführung des Parameters „Lastdichte“ wird somit gezielt der Anreiz gesetzt, den das Qualitätselement intendiert.
- 378 Trotz der aktuell sinkenden Bestimmtheitsmaße R^2 und der abnehmenden statistischer Belastbarkeit bleibt die gewählte Methodik auch weiterhin geeignet. Die grundlegenden Zusammenhänge entsprechen nach wie vor den analytischen Überlegungen des Consentec Gutachtens 2010 und wurden durch Modell- und Referenznetzanalysen bestätigt.⁹⁴ Statistische Analysen einer Vielzahl weiterer Strukturparameter, insbesondere der im Effizienzvergleich verwendeten, liefern keine besseren Erklärungen.⁹⁵
- 379 Auch der beobachtete Rückgang des Exponenten c in der Regressionsfunktion ist erwartbar und plausibel: Fernwirktechniken führen in Netzen mit geringer Lastdichte zu einer überproportionalen Reduktion der Nichtverfügbarkeit. Dies erklärt sich daraus, dass solche Techniken in Gebieten mit niedriger Lastdichte eingeführt und kontinuierlich ausgebaut werden. Analytische Untersuchungen bestätigen die Existenz dieses Effekts und die empirisch beobachteten sinkenden Unterbrechungsdauern stützen diese Annahmen zusätzlich.⁹⁶ Vor diesem Hintergrund soll für die Mittelspannungsebene die Lastdichte in Kombination mit dem in Tenorziffer 5.3.6 dargestellten funktionalen Zusammenhang verwendet werden, um die gebietsstrukturellen Unterschiede bei der Berechnung der gewichteten ASIDI-Werte adäquat abzubilden.
- 380 Auch die wissenschaftlichen Begleiter kommen in dem E-Bridge Gutachten 2025 zu der Einschätzung, dass eine Veränderung der statistischen Parameter nicht zwangsläufig die gesamte Methodik infrage stellt, solange plausible Erklärungsansätze vorliegen. Infolgedessen bleibt die Kongruenz zwischen ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und empirischen Befunden gewahrt. Eine Anpassung der Methodik ist daher nicht zwingend erforderlich, sondern vielmehr eine Feinjustierung und Weiterentwicklung, um den wandelnden Anforderungen gerecht zu werden.
- 381 Nach Tenorziffer 5.3.3 Satz 2 erfolgt die Bildung des verwendeten Strukturparameters der Lastdichte aufgrund der Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre. Damit wird

⁹⁴ Consentec Gutachten 2010, S. 52-65.

⁹⁵ Consentec Gutachten 2010, S. 27.

⁹⁶ E-Bridge Gutachten 2023, S. 8 ff.

die Bestimmung kongruent zur Bildung der Kennzahlenwerte vorgenommen. Eine Mittelwertbildung über drei Kalenderjahre ist unter anderem deswegen geboten, da ansonsten keine Bereinigung von Netzübergängen erfolgt. Somit ist sichergestellt, dass im jeweiligen Kalenderjahr dem zu betrachtenden Netzgebiet die entsprechenden Strukturparameter zugeordnet sind.

- 382 Die Beschlusskammer hat die kontinuierliche Überprüfung der angewandten Methodik in Tenorziffer 5.3.3 Satz 3 ausdrücklich vorgesehen. Die vorgebrachten Bedenken werden daher im Rahmen dieser fortlaufenden Prüfungen berücksichtigt und gegebenenfalls in zukünftigen Verfahren aufgegriffen. Für die vorliegende Festlegung wird jedoch keine Anpassung der Referenzfunktion vorgenommen, da die festgelegte Methodik eine hinreichend zuverlässige Grundlage für die Berechnung der Referenzwerte bietet. Bei dem Prüfvorbehalt handelt es sich entsprechend nur um eine Klarstellung, denn Anpassungen können grundsätzlich immer über eine Änderung im Rahmen des § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG vorgenommen werden. Entsprechend kann sich im Rahmen dieser Überprüfung nach Tenorziffer 5.3.3 Satz 3 vor der zeitlichen Anwendung in der fünften Regulierungsperiode ein anderes Ergebnis ergeben. Damit trägt die Beschlusskammer auch den Anmerkungen in den Stellungnahmen Rechnung, die den Strukturparameter Lastdichte zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede als nicht ausreichend angesehen haben und weitere Merkmale, etwa die topografische Lage (aufgrund regional unterschiedlicher Betroffenheit durch Wetterereignisse; so die Netze BW GmbH und Weitere) mit einbezogen sehen wollen.
- 383 Die Lastdichte ist nach Tenorziffer 5.3.4 Satz 1 definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der geografischen Fläche. Die Jahreshöchstlast wird dabei nach Satz 2 um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen Weiterverteiler, die sogenannten Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene, bereinigt, sofern diese am Netz angeschlossen sind, um so einen Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.
- 384 Nach Tenorziffer 5.3.5 wird der jeweilige netzbetreiberindividuelle Referenzwert anhand einer gewichteten Regression in Form eines funktionalen Zusammenhangs berechnet. Die Gewichtung erfolgt dabei anhand der Anzahl der im Netzgebiet abgeschlossenen Letztverbraucher. Damit wird das bisherige Vorgehen in Bezug auf die Referenzwertbildung grundsätzlich beibehalten. Dies dient grundsätzlich dazu, die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen zu erhöhen.

385 Bei der in Tenorziffer 5.3.6 angegebenen Formel handelt es sich um die Grundvariante einer hyperbolischen Funktion, bei der die individuellen Referenzwerte in Abhängigkeit von der Lastdichte berechnet werden. Der hyperbelähnliche Funktionsverlauf hat sich aus analytischen Überlegungen im Consentec Gutachten 2010 ergeben und wurde durch analytische Modellrechnungen bestätigt. Auch alle in der Folge in Auftrag gegebenen Untersuchungen haben gezeigt, dass gebietsstrukturelle Unterschiede in der Mittelspannungsebene durch den Parameter Lastdichte am besten abgebildet werden. Bei alleiniger Verwendung der Lastdichte ergibt sich nach Tenorziffer 5.3.6 daher, dass der funktionale Zusammenhang zwischen Lastdichte und Versorgungszuverlässigkeit durch die folgende Formel gut angenähert werden kann:

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

386 Tabelle 1 beinhaltet die in der vorstehenden Formel enthaltenen Kurzbezeichnungen und deren Erläuterungen.

Kurzbezeichnung	Erläuterung
$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$	netzbetreiberindividueller Referenzwert
x	durchschnittliche gewichtete Lastdichte
a, b, c	zu bestimmende Konstanten

Tabelle 1: Kurzbezeichnungen und der Erläuterung zur Formel in Randnummer 385.

387 Die in der Formel enthaltenen und für alle Netzbetreiber identischen Konstanten a, b und c ergeben sich aus einer Regressionsanalyse sowie auf Basis der aktuellen, zu Grunde liegenden Daten zur Lastdichte und den Zuverlässigkeitskennzahlen.⁹⁷ Im Gegensatz zu den Koeffizienten a und b besteht für den Exponenten c ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich [0,5;1].⁹⁸ Für a, b und c besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

388 Zur Herleitung eines plausiblen Wertebereichs für die Konstante c wurden im Consentec Gutachten 2010 folgende Überlegungen angestellt:⁹⁹

⁹⁷ Consentec Gutachten 2010, Kapitel 3.2.3.

⁹⁸ Consentec Gutachten 2010, Kapitel 3.2.3.

⁹⁹ Consentec Gutachten 2010, S. 46-50.

- Wenn die Lastdichte in einem Gebiet dadurch zunimmt, dass die einzelnen zu versorgenden Lasten („Elementarlasten“) bei gleichbleibender Größe enger angeordnet werden, so nimmt die durchschnittliche Länge von Abgängen (das heißt von Umspannstationen ins Gebiet herein verlaufenden Leitungen) ab, wobei die durchschnittliche Zahl der Elementarlasten pro Abgang jedoch unverändert bleibt. In diesem Fall verhält sich die Zuverlässigkeitskennzahl – unter den mit dieser Prinzipüberlegung verbundenen vereinfachenden Annahmen – proportional zum Kehrwert der Wurzel der Lastdichte. Dies würde einer Konstanten c in Höhe von 0,5 entsprechen.
- Wenn die Lastdichte hingegen dadurch zunimmt, dass die Höhe der Elementarlasten bei gleichbleibender Zahl und räumlicher Verteilung steigt, so sinkt sowohl die durchschnittliche Länge von Abgängen als auch die durchschnittliche Zahl der je Abgang versorgten Elementarlasten. In diesem Fall und ebenfalls unter den hier getroffenen vereinfachenden Annahmen verhält sich die Zuverlässigkeitskennzahl proportional zum Kehrwert der Lastdichte, entsprechend einer Konstanten c in Höhe von 1.

389 Unter der Annahme, dass Unterschiede in der Lastdichte realer Netzgebiete durch eine Mischung dieser beiden Einflussfaktoren bedingt sind, wurde aus diesen Erkenntnissen in dem Consentec Gutachten 2010 ein zu erwartender Wertebereich für den Koeffizienten c von 0,5 bis 1 abgeleitet.

390 Diese Analyseergebnisse, Überlegungen und Erkenntnisse aus dem Consentec Gutachten 2010 haben weiterhin Gültigkeit, da die Beschlusskammer davon ausgehen kann, dass sich in der Zwischenzeit die Prinzipien und Randbedingungen der Netzgestaltung und die Einflüsse auf die Netzzuverlässigkeit nicht grundlegend geändert haben, auch nicht durch den in den vergangenen Jahren verstärkt erfolgten Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf den betrachteten Netzebenen.

391 Die Grenzen von „ c “ sind somit nicht als „scharfe“ Grenzen zu betrachten. Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit auf abstrakte und kostenoptimale Modell- bzw. Referenznetze begrenzt. Wird ein optimales Bestimmtheitsmaß ermittelt, setzt dies vielmehr die Freigabe des betrachteten Exponenten c voraus.¹⁰⁰ Demnach ist eine Kongruenz zwischen empirischem Befund und Modellüberlegungen anzustreben. Der angegebene Wertebereich von c ist das Ergebnis ingenieurwissenschaftlicher Annahmen und Modellüberlegungen, in

¹⁰⁰ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, VI-3 Kart 245/12 (V), Rn. 97 ff.

denen nachrangige, im realen Netz auftretende, aber nicht zu vernachlässigende Einflussfaktoren, ausgeblendet werden.¹⁰¹ Diese Einflussfaktoren können jedoch zu Abweichungen von den idealtypischen Ergebnissen für die Konstante c führen. Nur wenn sich c -Werte ergeben, die deutlich außerhalb des Erwartungsbereiches liegen, ist von nicht hinreichend belastbaren Zusammenhängen auszugehen; dann ergäbe sich für diesen Strukturparameter kein schlüssiges Gesamtbild

- 392 Bei der Bestimmung der angegebenen Formel ist zudem ein Gewichtungsfaktor zu berücksichtigen, u. a. um die Kundenstruktur eines Verteilernetzbetreibers sachgerecht zu approximieren. Neben der Berücksichtigung gebietsstrukturelle Unterschiede über die Lastdichte, dient die zusätzliche Gewichtung dazu, kleine und große Netzbetreiber weiter zu differenzieren. Ein kleiner Netzbetreiber hat beispielsweise eine Jahreshöchstlast von einem Kilowatt und eine Fläche von zwei Quadratkilometern. Ein großer Netzbetreiber hat dagegen beispielsweise eine Jahreshöchstlast von 100 Kilowatt und eine Fläche von 200 Quadratkilometern. In beiden Fällen ergibt sich rechnerisch eine Lastdichte von 0,5. Der Gewichtungsfaktor (Unterschiede in der Letztverbraucheranzahl) hat dabei eine überproportionale Berücksichtigung der Lastdichte des großen Netzbetreibers zur Folge, was sich auf den Verlauf der Funktionskurve und die Lage der Funktion auswirkt.
- 393 Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannung (inklusive der Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und Mittelspannung/Niederspannung) verwendet, da sich diese Größe als geeignet herausgestellt hat. Dies erfolgt auch vor dem Hintergrund, dass dadurch ein direkter Bezug zu der Skalierungsgröße des Monetarisierungsfaktors (nach Tenorziffer 5.4.3 ebenfalls die Anzahl der Letztverbraucher) hergestellt wird und um in der Summe über alle Qualitätselemente der einzelnen Netzbetreiber die angestrebte Erlösneutralität herzustellen. Letztverbraucher sind im Ausgangspunkt Kunden, die Energie für den eigenen Gebrauch kaufen (beispielsweise Haushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe oder landwirtschaftliche Betriebe – § 3 Nr. 70 EnWG).
- 394 Die von der Netze BW GmbH vorgeschlagene Erweiterung des Lastdichtemodells um die durchschnittliche Höhe des Netzgebiets in der Mittelspannung stellt keinen geeigneten Ansatz dar. Die Auswahl dieses gebietsstrukturellen Merkmals wird in der Stellungnahme weder begründet, noch wird die methodische Ermittlung der durchschnittlichen Höhenlage des

¹⁰¹ Consentec Gutachten 2010, S. 46 bis 50; E-Bridge Gutachten 2023, S. 17.

Netzgebietes ausreichend beschrieben. Den Vortrag, wie etwa nach den ingenieurwissenschaftlichen Kriterien, die einen direkten Zusammenhang zwischen der Netzzuverlässigkeit und der Höhenlage zweifelsfrei rechtfertigen könnten, hat die Beschlusskammer nicht nachvollziehen können.

395 Der Hinweis des Netzbetreibers auf die Signifikanz der Regressionskoeffizienten a und c wird zur Kenntnis genommen. Die Beschlusskammer stellt jedoch fest, dass derartige Schwankungen in Regressionsmodellen üblich sind und die zugrunde liegende Methodik nicht grundsätzlich in Frage stellen. Die Berechnung der Referenzwerte basiert auf einem umfassenden, ganzheitlichen Untersuchungsansatzes, der sowohl ingenieurwissenschaftliche als auch statistische Analysen berücksichtigt. Gerade dadurch konnte in den vergangenen Jahren eine hinreichende Erklärungskraft für die ASIDI-Werte der Netzbetreiber nachgewiesen werden.

396 Bei der Bewertung wird das im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellte E-Bridge Gutachten 2023 berücksichtigt. Im E-Bridge Gutachten 2023 wird die beobachteten Abweichungen der Regressionskoeffizienten, insbesondere im Hinblick auf die Modellgüte, umfassend und nachvollziehbar analysiert. Es wird aufgezeigt, dass Schwankungen einzelner Koeffizienten sowie Veränderungen des Bestimmtheitsmaßes R^2 auf Veränderungen der Datenbasis und auf endogene Effekte, wie den zunehmenden Einsatz von Fernwirktechnik in einzelnen Netzen, zurückzuführen und innerhalb des etablierten Verfahrens als plausibel einzustufen sind.

397 Vor diesem Hintergrund wird dem Vorschlag, die durchschnittliche Höhenlage eines Netzgebietes als zusätzlichen Strukturparameter in die Referenzfunktion aufzunehmen, nicht gefolgt. Eine solche Erweiterung würde die Methodik unnötig komplex machen und den administrativen Aufwand erhöhen. Zudem ist die Höhenlage als Parameter nicht hinreichend validiert oder standardisiert, um eine bundesweite Vergleichbarkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten. Beispielsweise können lineare Zusammenhänge zwischen der durchschnittlichen Höhenlage und der Lastdichte nicht ausgeschlossen werden, was zu systematischen Redundanzen und überlagernden Effekten innerhalb des Modells führen würde.

398 Zudem ist ein Zusammenhang zwischen der durchschnittlichen Höhenlage des Netzgebietes und der Netzzuverlässigkeit ingenieurwissenschaftlich nicht belegt.

9.3.2.2 Strukturparameter in der Niederspannung (Tenorziffer 5.3.7)

399 Nach Tenorziffer 5.3.7 Satz 1 ergibt sich in der Niederspannung kein Bedarf für eine Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. Die Gesamtbewertung des Zusammenhangs

aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht ergibt kein schlüssiges Bild und keine belastbare Grundlage für die Anwendung der Lastdichte als Strukturmerkmal für die Qualitätsregulierung in der Niederspannungsebene.

400 Der Vorbehalt der statistischen Bedeutsamkeit ist dahingehend zu verstehen, dass der Parameter Lastdichte gebietsstrukturelle Unterschiede, die die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen, unter Berücksichtigung der im Consentec Gutachten 2010 formulierten Grundsätze belastbar abbilden muss.¹⁰²

401 Dies entspricht den gesetzlichen Vorgaben in § 21a Abs. 3 Nr. 5 EnWG, die voraussetzen, dass ein berücksichtigungsfähiger gebietsstruktureller Unterschied tatsächlich (objektiv) vorliegen muss. Ein solches Strukturmerkmal soll für die Netzzuverlässigkeit des Verteilernetzbetreibers im Allgemeinen und nicht nur für einzelne Betreiber nachweisbar sein. Es reicht insbesondere nicht aus, wenn ein Strukturmerkmal lediglich für eine kleine Anzahl von Unternehmen einen schwachen statistischen Zusammenhang mit der Versorgungsqualität aufweist. Ein Verstoß gegen die gesetzlichen Vorgaben liegt nicht nur vor, wenn gebietsstrukturelle Unterschiede nicht berücksichtigt werden, sondern auch dann, wenn Strukturparameter so berücksichtigt werden, dass die gebietsstrukturellen Unterschiede nicht belastbar und schlüssig abgebildet werden.

402 Eine in diesem Sinne statistische Bedeutsamkeit des Strukturparameters Lastdichte für die Niederspannungsebene ist nicht gegeben. Die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte in Bezug auf die Versorgungszuverlässigkeit muss zudem anhand eines ingenieurwissenschaftlichen Untersuchungsansatzes beurteilt werden.

403 Aus Sicht der Beschlusskammer ist es gerade in der Niederspannungsebene entscheidend, den ingenieurwissenschaftlichen Ansatz des Consentec Gutachtens 2010 zu berücksichtigen. Wie bereits auf Seite 83 des Consentec Gutachtens 2010 dargelegt, ist zu erwarten, dass in der Niederspannungsebene systematische Unterschiede aufgrund der geringeren absoluten Nichtverfügbarkeiten durch die über einen Zeitraum von drei Jahren gebildeten Mittelwerte überdeckt oder abgeschwächt werden. Auch könnten Einflussfaktoren wie historische Entwicklungen oder individuelle Besonderheiten, die durch Strukturmerkmale nicht erfassbar sind, einen größeren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit haben, als systematische

¹⁰² Consentec Gutachten 2010, S. 52 bis 58.

Zusammenhänge mit strukturellen Merkmalen. Daher ist eine belastbare analytische Erklärung dieser Zusammenhänge erforderlich.

404 In diesem Kontext ist insbesondere das Bestimmtheitsmaß von Bedeutung, da es die Güte eines Regressionsmodells bewertet und den Erklärungsbeitrag einer Regressionsfunktion misst. Das Bestimmtheitsmaß kann aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht dazu dienen, Zweifel an der hinreichenden Belastbarkeit eines Einflusses eines Parameters auf die zu untersuchende Größe zu wecken, selbst wenn dieser Parameter andere statistische Überprüfungen bestanden hat.

405 Basierend auf den bislang gewonnenen Erkenntnissen ist auf die Verwendung des Strukturparameters Lastdichte in der Niederspannungsebene zu verzichten. Dies begründet sich mit den im Consentec Gutachten 2010 dargestellten Grundsätzen, da das geringe Bestimmtheitsmaß (R^2) zu einem großen Unsicherheitsbereich der Regressionsfunktion führt. Eine Anpassung der Zielfunktion über die Koeffizienten a, b und c würde zu einer abweichenden Regressionsfunktion mit einem unplausibel hohen Exponenten (zum Beispiel $c > 2$) führen. Zwar könnte eine Analyse der Plausibilität des Exponenten eine Regression außerhalb des Wertebereichs 0,5 bis 1 als optimal identifizieren, jedoch lag der ermittelte Wert bislang erheblich über der Plausibilitätsgrenze, und aus den Modellnetzanalysen sind eher kleinere Werte für den Exponenten zu erwarten. Zudem war das Optimum der Regressionsfunktion sehr flach, da sich mit einer Änderung des Konstanten c das Bestimmtheitsmaß nur geringfügig erhöht. Auch eine visuelle Bewertung der bisher beobachteten Punktwolken, lässt zudem keinen starken Zusammenhang zwischen Lastdichte und Nichtverfügbarkeit in der Niederspannungsebene erwarten.

406 Nach Tenorziffer 5.3.7 Satz 2 wird ein für alle Netzbetreiber einheitlicher Referenzwert bestimmt, da sich kein Bedarf an der Nutzung von Strukturparametern oder keine belastbaren Zusammenhänge zwischen den Kennzahlen und einem Strukturparameter zur Berücksichtigung eines gebietsstrukturellen Unterschieds ergeben. Dabei wurden die Zusammenhänge aus der Zuverlässigkeitskennzahl in der Niederspannung (SAIDI) und Strukturmerkmalen mit statistischen und ingenieurwissenschaftlichen Methoden, wie dem Signifikanztest oder dem Bestimmtheitsmaß überprüft. Dabei wurde festgestellt, dass kein sinnvoller statistischer Zusammenhang mehr zwischen den Kennzahlenwerten und einem Strukturparameter zur Berücksichtigung eines gebietsstrukturellen Unterschieds besteht. Aus diesem Grund wird ge-

mäß Tenorziffer 5.3.7 Satz 2 auf einen einheitlichen Referenzwert abgestellt. Dieser entspricht nach Tenorziffer 5.3.7 Satz 3 dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert aller Kennzahlenwerte der Netzbetreiber.¹⁰³ Diese bindenden Vorgaben der Beschlusskammer entsprechen nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs den Anforderungen, die sich aus § 21a EnWG ergeben.¹⁰⁴

407 Die Beschlusskammer ist damit und aus den vorgenannten Gründen anderer Auffassung als einige Stellungnehmende, die vorgebracht haben, dass es in jedem Fall unumgänglich sei, Referenzwerte auf der Grundlage von Strukturparametern beziehungsweise gebietsstrukturellen Unterschieden zu bestimmen. Insbesondere besteht kein grundsätzlicher Widerspruch zur gesetzlichen Vorgabe in § 21a Abs. 3 Nr. 5 EnWG, die die Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden vorschreibt. Denn diese Vorgabe kann nur insofern gelten, als solche objektiven strukturellen Unterschiede tatsächlich belegbar, messbar und objektiv vorhanden sind.¹⁰⁵ Die Beschlusskammer muss daher sicherstellen, dass sie vernünftig abwägt und prüft, ob ein tatsächlicher Einfluss von Strukturparametern auf die Netzzuverlässigkeit besteht. Die Berücksichtigung dieser Merkmale bedeutet daher keineswegs deren zwanghafte Übernahme, sondern eine gewissenhafte Abwägung, ob die gebietsstrukturellen Unterschiede einen belastbaren Einfluss auf die Netzzuverlässigkeit haben.

408 Damit widerspricht die Beschlusskammer insbesondere den Vorträgen des BDEW und VKU, die die Nichtberücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden in der Niederspannung kritisierten. In den Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass die Nichtberücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede einzig durch das Consentec Gutachten 2010 begründet sei. Diese Aussage ist jedoch unzutreffend. Die Bundesnetzagentur hat die Eignung gebietsstruktureller Unterschiede in der Niederspannung selbst und mit gutachterlicher Unterstützung wiederholt untersucht, so zuletzt im der E-Bridge Gutachten 2020.¹⁰⁶

409 Die aktuellen Daten zu den Versorgungsunterbrechungen, den versorgten Flächen sowie den zeitgleichen Jahreshöchstlasten jeweils in der Niederspannung im Jahr 2024 zeigen, dass es keinen belastbaren Einfluss der Strukturparameter, – insbesondere der aus den beiden Strukturgrößen abgeleiteten Lastdichten (als plausibelster Strukturparameter) – auf die Netzzuverlässigkeit gibt. Diese Daten basieren auf der Datenerhebungsfestlegung 2025 und der

¹⁰³ Consentec Gutachten 2010, Kapitel 3.3.3, S. 72 ff, S. 92, S. 98.

¹⁰⁴ BGH, Urteil vom 22.07.2014, EnVR 59/12, Rn. 57 f.

¹⁰⁵ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, VI-3 Kart 245/12 (V), S. 87 ff.

¹⁰⁶ E-Bridge Gutachten 2020, S. 124-126.

Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (BK8-23/001-A) vom 1. März 2023. Es wurden ausschließlich Angaben derjenigen Netzbetreiber in Analyse die einbezogen, die am Verfahren zur Bestimmung der Qualitätselemente der Zuverlässigkeit im Stromnetz für das Jahr 2026 teilgenommen haben (Netzbetreiber im Regelverfahren). Als Datengrundlage dienten ausschließlich Angaben aus dem Jahr 2024, wobei auf eine Mittelwertbildung über mehrere Jahre verzichtet wurde.

410 Abbildung 3 zeigt den Zusammenhang der Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI-Werte) und der Lastdichte als plausibelstem Strukturparameter für die Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede in der Niederspannung. Analog zum Analyseansatz im E-Bridge-Gutachten 2020 wurden die funktionalen Zusammenhänge explorativ untersucht. Zu diesem Zweck wurde das flexible Verfahren der stückweisen Polynomfunktionsanpassung angewendet, um die monotone, also durchgehend einheitliche, Auswirkung relevanter Einflussvariablen der Niederspannung auf die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI zu analysieren.¹⁰⁷ Im Rahmen dieser Untersuchung erfolgte eine nicht-parametrische Regression der Zuverlässigkeitskennzahlen unter Berücksichtigung der Einflussvariablen Lastdichte, wobei die Gewichtung der Beobachtungen anhand der Letztverbraucherzahlen in der Niederspannung vorgenommen wurde. An dieser Stelle wird ausschließlich der Einfluss des Strukturparameters Lastdichte¹⁰⁸ dargestellt, da diese aufgrund analytischer Überlegungen als die geeignetste Einflussvariable auf die Netzzuverlässigkeit identifiziert wurde.

411 Auch für die aktuell vorliegenden Daten wird die in dem Gutachten der E-Bridge GmbH (2020) getroffene Aussage bestätigt: In der Niederspannung ist kein systematischer Einfluss eines Strukturparameters auf die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI erkennbar.¹⁰⁹

¹⁰⁷ E-Bridge Gutachten 2020, S. 50-61, S. 64-81.

¹⁰⁸ Die Lastdichte in der Niederspannung ergibt sich als Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast und der versorgten Fläche in der Niederspannung für das Jahr 2024. Für die Analyse wurden die Datensätze zur Energiewendekompetenz mit den Datensätzen zur Bestimmung des Qualitätselements kombiniert. Die Daten sind veröffentlicht.

¹⁰⁹ E-Bridge Gutachten 2020, S.50-61, S. 124-126.

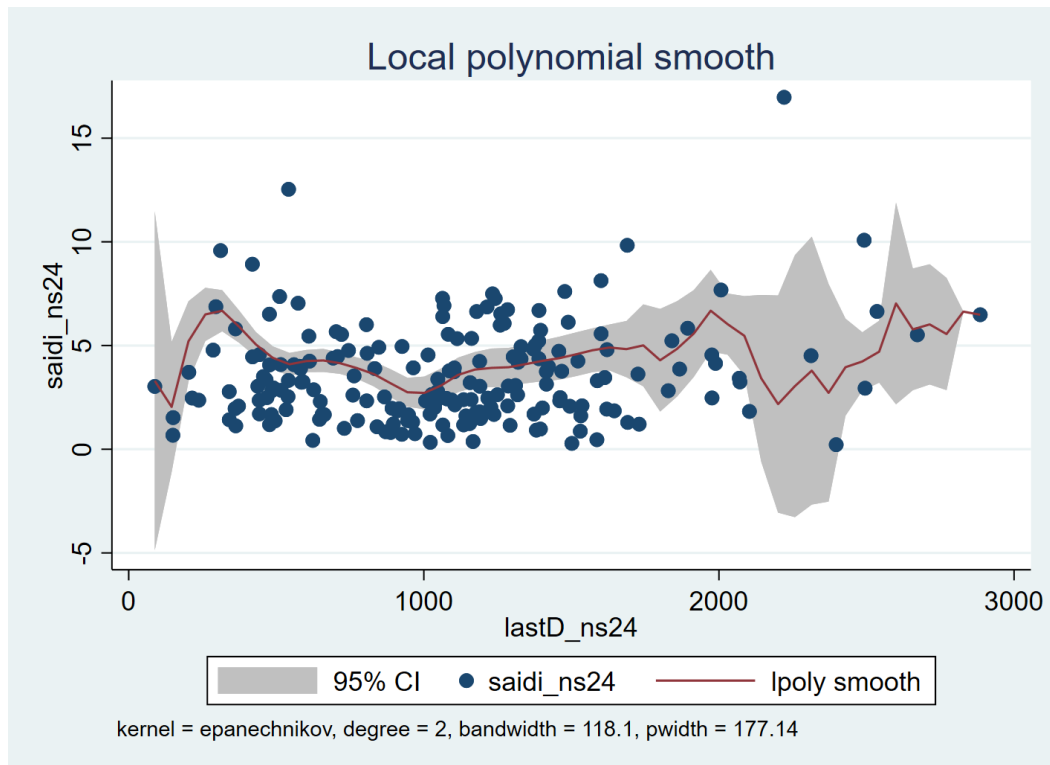


Abbildung 3: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Lastdichte in der Niederspannung im Jahr 2024, gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl in der Niederspannung.

9.4. Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.4)

412 Gemäß der Zielsetzungen nach § 1 EnWG sowie der Tenorziffer 12.1 der Festlegung RAMEN Strom ist grundsätzlich eine am Letztverbraucher orientierte Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben. Dies kann erreicht werden, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber für eine Qualitätsveränderung dem Grenznutzen der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen. Die Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit soll, wie vorliegend festgelegt, weiterhin bei Abweichungen von den Referenzwerten durch Zuschläge und Abschläge auf die zulässige Erlösobergrenze angereizt werden. Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, sollen die Kosten der Gesellschaft aufgrund einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln. Der gesellschaftlich empfundene Wert der Versorgungsqualität muss für die Monetarisierung von Abweichungen der Netzbetreiber von ihren entsprechenden Referenzwerten ausschlaggebend sein. Diese Kopplung des Monetarisierungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netz-

seitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

- 413 Entsprechend regelt Tenorziffer 5.4.1, dass, wenn der Kennzahlenwert eines Netzbetreibers nach den Tenorziffern 5.2.1 bis 5.2.6 vom netzbetreiberindividuellen Referenzwert nach den Tenorziffern 5.3.1 bis 5.3.7 abweicht, ein Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze vorzunehmen ist. Ein Zuschlag erfolgt grundsätzlich bei einer positiven Abweichung vom Referenzwert und ein Abschlag entsprechend bei einer negativen Abweichung. Dieser Zu- oder Abschlag wird auch als Qualitätselement bezeichnet. Durch die Vorgabe, dass eine Abweichung des Kennzahlenwerts von dem Referenzwert die Bildung eines Qualitätselements zur Folge hat, übt die Beschlusskammer das ihr in Tenorziffer 12.4 Satz 3 der Festlegung RAMEN Strom zugestandene Ermessen diesbezüglich aus. Dieses Vorgehen der Beschlusskammer wird durch die Mehrzahl der zur Netzzuverlässigkeit eingegangenen Stellungnahmen und insbesondere durch den BDEW begrüßt. Anderer Ansicht war die E.ON SE, die in ihrer Stellungnahme vorgebracht hat, dass es keines Qualitätselements zur finanziellen Beanreizung der Netzzuverlässigkeit mehr bedürfe, da es keine Verbesserungspotentiale mehr gebe. Da sich diese Einzelmeinung nicht durch empirische Studien stützen lässt, bleibt sie eine unbelegte Annahme ohne wissenschaftliche Fundierung.
- 414 Qualitätsvorgaben dienen der Sicherstellung eines langfristig zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs von Energieversorgungsanlagen.¹¹⁰ Zu diesem Zweck werden die Qualitätselemente eingesetzt. Die Regelungen zur Netzzuverlässigkeit bleiben auch künftig ein wesentlicher Bestandteil der auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Energienetze, wie sie mit der Einführung der Anreizregulierung etabliert wurde.¹¹¹ Diese Regelungen sollen sicherstellen, dass die Netzbetreiber die Netzzuverlässigkeit kontinuierlich im Blick behalten. Insofern ist die Qualitätsregulierung im Allgemeinen und die Netzzuverlässigkeit im Speziellen ein unverzichtbarer Bestandteil der Anreizregulierung der Energienetze.¹¹² Unabhängig vom aktuellen Niveau der Netzzuverlässigkeit besteht im Rahmen der Anreizregulierung die besondere Problematik darin, dass eine Regulierung, die primär auf Kosteneffizienzsteige-

¹¹⁰ Vgl. bisher § 18 S. 1 ARegV.

¹¹¹ Hermann und Westermann in: Holznagel, Bernd/ Schütz, Raimund, Anreizregulierungsrecht, Energie- Bahn, München, 2019, ARegV § 18, S. 611.

¹¹² Hermann, Bodo/ Gareis, Nina, "Das Qualitätsregulierung der deutschen Energienetze – stumpfes Schwert oder zukunftsweisendes Regulierungsinstrument", S. 238 ff.

rungen abzielt, zu Kostensenkungen führen könnte, die wiederum Investitionen in die Netzuverlässigkeit beeinträchtigen.¹¹³ Dies könnte letztlich mittelfristig negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität haben. Dies stellt die wesentliche Grundlage für die ausdrückliche Berücksichtigung von Qualitätsvorgaben und deren Monetarisierung dar.¹¹⁴

415 Ein reines Monitoring, das sich lediglich auf die Beobachtung des aktuellen Zuverlässigkeitsniveaus stützt, wie es in den Stellungnahmen vorgeschlagen wird, ist in diesem Zusammenhang unzureichend. Im Gegensatz dazu können monetäre Anreize dazu beitragen, eine optimale Versorgungsqualität aufrechtzuerhalten, wie dies auch in anderen Ländern (z. B. Großbritannien, Niederlande, Norwegen) praktiziert wird.¹¹⁵

416 Die Erlösobergrenzen sollen von der im vergangenen Jahr bereitgestellten Versorgungsqualität abhängen. Wie bereits in der Praxis angewendet, soll dieser Regulierungsansatz zu gleichen Teilen aus (niederschwelligen) positiven Sanktionen für Netzbetreiber bestehen, die eine hohe Versorgungsqualität erzielen (Bonus), sowie (niederschwelligen) negativen Sanktionen für Netzbetreiber, bei denen die Versorgungsqualität gering ist (Malus). Durch diese niederschwelligen Anpassungen der Erlösobergrenzen wird sichergestellt, dass zu niedrige Netzentgelte die Investitionsanreize nicht untergraben, während gleichzeitig verhindert wird, dass Netzbetreiber eine übermäßige Versorgungsqualität ausnutzen, um unverhältnismäßig hohe Netzkosten zu rechtfertigen.¹¹⁶

9.4.1 Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) (Tenorziffern 5.4.2 bis 5.4.6)

417 Nach Tenorziffer 5.4.2 ist zur Ermittlung des Qualitätselements zunächst die Differenz aus dem Kennzahlenwert und der Kennzahlenvorgabe je Netzebene zu bestimmen.

418 Tenorziffer 5.4.3 Satz 1 regelt, dass diese Differenz mit der Anzahl der am Netz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher (LV) multipliziert wird. Entsprechend der Tenorziffer 5.2.6 wird nach Tenorziffer 5.4.3 Satz 2 auch bei der Anzahl der Letztverbraucher ein arithmetischer Mittelwert aus den Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre

¹¹³ Brunekreeft, Gert/ Nooij, Michiel, "Value of Lost Load – zur Umsetzung der Q-Komponente in der Anreizregulierung", S. 36 ff.

¹¹⁴ Hermann und Westermann in: Holznagel, Bernd; Schütz, Raimund, Anreizregulierungsrecht, Energie- Bahn, München, 2019, ARegV § 18, S. 611.

¹¹⁵ Kühn, Christian, "Yardstick-Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber", 2006, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, 62, S. 145.

¹¹⁶ Kühn, Christian, "Yardstick-Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber", 2006, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, 62, S. 422.

gebildet.

- 419 Nach Tenorziffer 5.4.4 wird die Differenz aus dem Kennzahlenwert und der Kennzahlenvorgabe neben der Multiplikation mit der Anzahl der Letztverbraucher, auch mit einem Faktor für die Umrechnung in eine monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit (Monetarisierungsfaktor m) multipliziert. Dieser Monetarisierungsfaktor wird nach Satz 2 als Maßstab für die Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, herangezogen. Dies erfolgt nach Satz 3 anhand einer makroökonomischen Analyse, die dem Stand der Wissenschaft entspricht. Der einheitliche Monetarisierungsfaktor (m) ist nach Satz 4 ebenfalls als arithmetischer Mittelwert aus den Daten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre zu berechnen. Damit wird die bisherige Methode zur Ermittlung des Monetarisierungsfaktors¹¹⁷ beibehalten, da die makroökonomische Analyse nach Auffassung der Beschlusskammer nach wie vor den besten Weg darstellt, um die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln. Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage, sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Ob der ermittelte Monetarisierungsfaktor durch einen derartigen Ansatz verbessert wird, ist zudem unklar.
- 420 Auch die Änderung der Begrifflichkeiten, also die Nutzung des Begriffs „makroökonomische Analyse“, zur bisherigen Regelung in § 20 Abs. 3 ARegV („analytische Methoden“) hat keine inhaltliche Änderung zur Folge, da die bisher angewendeten analytischen Methoden immer auch in Form einer makroökonomischen Analyse erfolgt sind. Die Begriffsänderung dient damit nur der Klarstellung.
- 421 Entsprechend werden die Ausfallkosten (auch *Value of Lost Load*, VoLL) für Deutschland, wie bisher, auf Basis des makroökonomischen Ansatzes der Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Input-Faktor für Wertschöpfung in der Produktion, in der Industrie, beim Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend für den Wert der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von

¹¹⁷ Consentec Gutachten 2010, S. 99 ff.

Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung beziehungsweise Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt. Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt. Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit bzw. Wertschöpfung und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht. Die Ausfallkosten der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches werden mit dem Stromverbrauch in Bezug gesetzt.

- 422 Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last je Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last je Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus dem jährlichen Stromverbrauch in Terrawattstunden für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8.760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.
- 423 Der Monetarisierungsfaktor wird auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik (beispielsweise Statistisches Bundesamt und AG Energiebilanzen e. V.) ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie der Gesamtlöhne. Sollten Daten zu einem bestimmten Kalenderjahr nicht verfügbar sein, so ist ausnahmsweise auf die zuletzt verfügbaren Daten zurückzugreifen.
- 424 Die Beschlusskammer nimmt am Ende der Berechnung eine kaufmännische Rundung des Monetarisierungsfaktors auf zwei Nachkommastellen vor. Innerhalb der Zwischenergebnisse erfolgt demgegenüber die Berücksichtigung aller Nachkommastellen. Diese Vorgehensweise entspricht dem bisherigen Vorgehen und ist auch bei anderen Verfahren üblich. Die Rundung des Monetarisierungsfaktor auf vier Nachkommastellen bzw. die Änderung der Einheit in €/min/1.000 LV/a, wie in den Stellungnahmen ausgeführt, hat jedoch – unter Berücksichtigung der Qualitätselemente aller Netzbetreiber – maximal eine vernachlässigbare

monetäre Auswirkung. Die Rundung auf zwei Nachkommastellen dient der üblichen Ausweisung eines Eurobetrages. Sie ist im Ergebnis praktikabel und führt auch nicht zu unver tretbaren Ergebnissen.

425 Damit bleibt die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors für die Qualitäts-
elemente Netzzuverlässigkeit für die fünfte Regulierungsperiode unverändert. Unter Ver-
wendung dieser Methodik wird auf Basis aktueller Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich
aktualisiert.

426 Der Monetarisierungsfaktor wird jährlich neu ermittelt, um sicherzustellen, dass die Anreize
für die Netzbetreiber stets aktuell und angemessen sind. Schwankungen im Qualitätsniveau,
Änderungen der Kostenstruktur und Anpassungen der Kundenpräferenzen würden bei einer
längerfristigen Fixierung des Faktors nicht berücksichtigt. Durch eine jährliche Anpassung
kann das Instrument der Qualitätsregulierung ein gesamtwirtschaftlich effizientes Niveau
der Netzqualität sicherstellen und Fehlanreize vermeiden.

427 Da der Monetarisierungsfaktor auf einem makroökonomischen Ansatz basiert und die Regu-
lierungsbehörde für seine Ermittlung im Wesentlichen auf öffentlich zugängliche Daten,
etwa vom Statistischen Bundesamt, zurückgreift, erfolgt die Berechnung unabhängig von
den Datenlieferungen der Netzbetreiber. Für die betroffenen Netzbetreiber entsteht durch
die jährliche Festlegung des Faktors somit kein zusätzlicher Erhebungsaufwand.

428 Der durch die jährliche Bestimmung des Monetarisierungsfaktors entstehende Mehraufwand
für die Regulierungsbehörde gegenüber einer einmaligen Ermittlung pro Regulierungsperi-
ode ist als vertretbar einzuschätzen. Eine Reduzierung des Aufwands durch eine einmalige
Ermittlung stünde zudem im Missverhältnis zu den unter Randnummer 426 dargelegten Ar-
gumenten.

429 Denn, wie bereits in Kapitel II.9 beschrieben, dient die jährliche Ermittlung des Qualitätsele-
ments der Loslösung der Ermittlung vom Basisjahr. Damit soll gewährleistet werden, dass
die in der Regel langfristig wirkenden Investitionen in die Netze sachgerecht abgebildet wer-
den. Die Anstrengungen in die Netzzuverlässigkeit werden damit unmittelbar in den Erlösen
sichtbar. Diese jährliche Ermittlung hat den Ermittlungs- und Plausibilisierungsaufwand im
Gegensatz zur Ermittlung zwei Mal pro Regulierungsperiode reduziert.¹¹⁸ Da im Rahmen der
Datenerhebung immer nur ein Jahr „nachgeschoben“ werden musste, hat sich die Anzahl der

¹¹⁸ Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21.01.2015, S. 292 f.

zu übermittelnden und zu prüfenden Daten verringert. Die regelmäßige Aktualisierung ermöglicht zudem eine allmähliche Anpassung der Qualitätselemente an die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Dadurch wird ein flexibler, kontinuierlicher Entwicklungspfad erreicht, ohne sprunghafte Änderungen der Qualitätselemente.

430 Bei einer alternativen Umsetzung mit einem Turnus von mehr als einem Jahr würden einzelne Versorgungsunterbrechungen in die Qualitätsregulierung eingestellt, die sehr weit in der Vergangenheit liegen, und damit mit einem erheblichen zeitlichen Verzug erlöswirksam werden.

431 Durch ein Abweichen von der jährlichen Festsetzung würde auch nicht nennenswert Aufwand eingespart. Wenn man den Ansatz teilt, bei der Monetarisierung immer einen Durchschnitt über mehrere Jahre zu bilden und möglichst kein Jahr unberücksichtigt zu lassen, macht es vom Aufwand her keinen Unterschied, ob man jedes Jahr ein einzelnes zusätzliches Jahr Daten liefern und plausibilisieren muss, weil man die schon mal geprüften Jahre fortführt oder man alle drei Jahre einmal den hohen Erhebungs- und Prüfungsaufwand für drei jeweils neue Jahre erbringen muss.

432 Tenorziffer 5.4.5 bestimmt, dass die Qualitätselemente je Netzebene zu dem in der Regulierungsformel der Festlegung RAMEN Strom enthaltenen Qualitätselement summiert werden.

433 Die konkrete Berechnungsformel wird in Tenorziffer 5.4.6 festgelegt als:

$$Q = (y^{(MS)} - ASIDI) \cdot LV^{(MS+NS)} \cdot m + (y^{(NS)} - SAIDI) \cdot LV^{(NS)} \cdot m$$

434 Tabelle 2 beinhaltet die Kurzbezeichnungen aus der Formel in Randnummer 433 und deren Erläuterungen.

Kurzbezeichnung	Erläuterung
Q	Qualitätselement Netzzuverlässigkeit, individueller Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze
$y^{(NS)}$	Referenzwert (Kennzahlvorgabe) der Niederspannung
SAIDI	Zuverlässigkeitskennzahlenwert der Niederspannung
$LV^{(NS)}$	Anzahl der an der eigenen Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher (Netzebene NS und Umspannebene MS/NS)
$y^{(MS)}$	Referenzwert (Kennzahlvorgabe) der Mittelspannung
ASIDI	Zuverlässigkeitskennzahlenwert der Mittelspannung

Kurzbezeichnung	Erläuterung
$LV^{(MS+NS)}$	Anzahl der an die eigenen Nieder- und Mittelspannungen angeschlossenen Letztverbraucher (Netzebenen MS, NS und Umspannebenen HS/MS, MS/NS)
m	Monetarisierungsfaktor

Tabelle 2: Kurzbezeichnungen aus der Formel in Randnummer 433 und deren Erläuterungen.

435 Die Beschlusskammer hat die Formel, entsprechend der Hinweise in verschiedenen Stellungnahmen, hinsichtlich des Fehlers im zweiten Summenden angepasst. Auch hat sie, entsprechend dem Vorbringen einiger Stellungnehmender, den Begriff „Kennzahlenvorgabe“ in Tenorziffer 5.4 durch „Referenzwert“ ersetzt und entsprechende Anpassungen vorgenommen.

9.4.2 Kappungsgrenze (Tenorziffer 5.4.7)

436 Nach Tenorziffer 5.4.7 wird als ein Sicherheitsmechanismus eine Kappungsgrenze für die Erlösauswirkung geregelt, um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen. Damit ist die Beschlusskammer aus den nachfolgenden Gründen anderer Auffassung als einige Marktteure, die die Regelung einer Kappungsgrenze für nicht nachvollziehbar hielten.

437 Die Kappungsgrenzen dienen der Begrenzung von Erlösschwankungen und der Minimierung der Risiken, die für Netzbetreiber durch das Qualitätselement entstehen können. Die Bemessungsgrundlage für diese Kappungsgrenzen soll ebenfalls dem Ziel der Risikobegrenzung entsprechen. Daher wird als Bemessungsgrundlage das Ausgangsniveau, also die Summe der Erlöse, abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (KANeu), herangezogen. In Übereinstimmung mit der anerkannten Praxis wird eine risikoorientierte Begrenzung der negativen Erlösschwankungen auf zwei bis vier Prozent der Erlöse festgelegt. Zusätzlich wird eine erlösneutrale Begrenzung der maximal positiven Erlöswirkungen vorgenommen, sodass die Summe aller Qualitätselemente null ergibt (Erlösneutralität).

438 Dazu regelt Tenorziffer 5.4.7 Satz 1 eine Kappung der Erlösauswirkung von einheitlich zwei bis vier Prozent des Ausgangsniveaus nach Tenorziffer 5 bis 5.4 der Festlegung RAMEN Strom für die jeweilige Regulierungsperiode. Dafür sind nach Satz 2 vom Ausgangsniveau zunächst die Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und, sofern vorhanden, die Kostenanteile für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung, Hochspannung und Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung abzuziehen. Die Kosten für diese Netzebenen sind abzuziehen, da diese Netzebenen

auch nicht bei der Bestimmung der Netzzuverlässigkeit verwendet werden (vgl. Tenorziffer 5.1 Satz 2). Nach Satz 3 ist für die Bestimmung der Kappungsgrenze die minimalste Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität zu verwenden. Dies bedeutet, dass sich die Erlöszuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber möglichst ausgleichen sollen, da keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden soll (Erlösneutralität). Die Erlösneutralität dient damit der dem System immanenten (und sich aus der Mittelwertbetrachtung im Rahmen der Referenzwertbildung ergebenden) Gewährleistung eines möglichst bundeseinheitlichen Niveaus der Versorgungsqualität.

- 439 Die Kappung wird entsprechend der bisherigen Praxis erst nach Summierung der Bonus- und Malus Zuschläge über die betroffenen Netzebenen symmetrisch und einheitlich durchgeführt. Durch die symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel der erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund gibt die Beschlusskammer einen Kappungskorridor von zwei bis vier Prozent vor. Innerhalb dieses Korridors wird jährlich derjenige Prozentsatz neu bestimmt, der im Ergebnis zu der geringsten Abweichung von der Erlösneutralität führt.
- 440 In Fällen, in denen die Netzzuverlässigkeit temporär so stark beeinträchtigt ist, dass die individuelle Abweichung der Zuverlässigkeitskennzahl vom ermittelten Referenzwert außergewöhnlich gravierend ausfällt, sieht die Beschlusskammer vor, das rechnerisch ermittelte Qualitätselement zu kappen. In diesem Fall wird gegenüber dem betroffenen Netzbetreiber nicht das vollständige Qualitätselement angewendet, sondern lediglich ein Anteil seiner Erlöse, der zwischen zwei und vier Prozent dieser Erlöse liegt. Die Differenz zwischen dem rechnerisch ermittelten Qualitätselement und dem tatsächlichen Erlösanteil wird dem Netzbetreiber als Risikoabschlag erlassen. In der Vergangenheit wurde eine solche Kappung in vergleichsweise wenigen Fällen vorgenommen (maximal einmal jährlich).
- 441 Eine Differenzierung der Kappungsgrenzen, etwa nach Spannungsebenen oder Netzbereichen, erfolgt nicht. Entsprechend dem Vorschlag im Consentec Gutachten 2010 wird so eine risikoorientierte Begrenzung der negativen Erlöswirkungen auf zwei bis vier Prozent der Erlöse sowie eine erlösneutrale Begrenzung der positiven Erlöswirkungen realisiert.¹¹⁹

¹¹⁹ Consentec Gutachten 2010, S. 24.

442 Hinsichtlich der Forderungen einiger Stellungnehmender, dass es netzkundenseitig transparenter sei, wenn Pöinalen für nicht eingehaltene Zuverlässigkeitsziele in eine Umstellung auf einen zuverlässigeren Netzbetreiber investiert würden, stellt die Beschlusskammer fest, dass nach wie vor eine reine Pöinalisierung bei Nichteinhaltung von definierten Netzzuverlässigkeitszielen für die Netzkunden keinen erkennbaren Nutzen bietet – insbesondere nicht in Bezug auf die notwendige Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Diese Entscheidung trifft sie unter anderem vor dem Hintergrund der Ausführungen im Consentec Gutachten 2010 zur Konzeption und Ausgestaltung des Qualitätselements „Netzzuverlässigkeit Strom“ sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze. Aber auch empirische Studien zeigen, dass Bonus-/Malus-Mechanismen die Transparenz erhöhen und gleichzeitig Anreize für die Netzbetreiber schaffen, die Netzzuverlässigkeit zu verbessern.

443 Im Bereich der Netzzuverlässigkeit werden demzufolge grundsätzlich keine verbindlichen Zielwerte oder Mindeststandards vorgegeben, deren Einhaltung durch die Regulierungsbehörde überwacht werden müsste. Es stellt sich zudem die Frage, ob ein solcher Ansatz einer einseitigen Pöinalisierung – wie in einigen Stellungnahmen argumentiert – ausreichend starke monetäre Anreize setzen und gleichzeitig gegenüber der unvermeidbaren Volatilität von Zuverlässigkeitskennzahlen hinreichend robust bleiben würde.¹²⁰

9.5. Mitteilung an die Bundesländer (Tenorziffer 5.5)

444 Tenorziffer 5.5 regelt die Übermittlung der Qualitätselemente, der zugrundeliegenden Daten, der einzelnen Rechenschritte und der jeweiligen Ergebnisse der nach den Tenorziffern 5.2.6, 5.3.1, 5.4.1, 5.4.4, 5.4.5 und 5.4.7 zugelassenen Methoden im Hinblick auf die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit durch die Bundesnetzagentur an die jeweils zuständige Landesregulierungsbehörde zum 15. Oktober eines jeden Jahres. Es handelt sich insoweit um eine Konkretisierung der gesetzlichen Ermächtigung zum Datenaustausch zwischen den Behörden zur Erfüllung ihrer Aufgaben in § 55 Abs. 3 S. 1, 2 EnWG. Die Übermittlung dieser Daten ist insoweit erforderlich, als die Landesregulierungsbehörden gemäß § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG für die Genehmigung oder Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Netzentgelte im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG für Netzbetreiber in Landeszuständigkeit zuständig sind. Dazu können die durch die Bundesnetzagentur bundesweit abgefragten Daten und daraus ermittelten Ergebnisse verwendet werden. Die Übermittlung bis zum 15. Oktober ist sachgerecht, um die Festlegung der Qualitätselemente rechtzeitig zu

¹²⁰ Consentec Gutachten 2010, S. 6.

ermöglichen.

10. Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)

445 In Tenorziffer 6 wird die Netzleistungsfähigkeit als weiterer Bestandteil der Versorgungs-
qualität definiert als:

„die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität, vorwiegend aus erneuerbaren Energien, zu befriedigen.“

446 Diese Definition der Netzleistungsfähigkeit entspricht in weiten Teilen der bisherigen Definition der Netzleistungsfähigkeit aus § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV. Die Netzleistungsfähigkeit war verordnungsrechtlich bisher definiert als:

„Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.“

447 Die Netzleistungsfähigkeit wurde regulatorisch bisher jedoch nicht berücksichtigt. Die Gründe dafür lagen unter anderem in der Schwierigkeit, einzelne Aspekte der Netzleistungsfähigkeit abzugrenzen. Das gilt beispielsweise für den Redispatch, dessen Kosten bislang als dauerhaft nicht beeinflussbar galten. Darüber hinaus bestand die Problematik einer möglichen Mehrfachberücksichtigung und der daraus resultierenden Fehlbeanreizung. Zudem fehlte es an der Messbarkeit einzelner Parameter.

448 Bei der Einführung der Anreizregulierung stand zudem die Netzzuverlässigkeit im Fokus und weniger die Netzleistungsfähigkeit, da sollte vermieden werden, dass durch den Effizienzdruck die Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland leidet.

449 Die Situation ist heute dagegen eine andere, sodass die Umsetzung auch der Netzleistungsfähigkeit angezeigt ist. Der durch das geänderte EnWG geschaffene Rahmen ist nicht auf die traditionellen Kategorien der Qualitätsregulierung fixiert oder beschränkt. § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG und dort die Nummer 5 exemplifizieren die möglichen Regelungen nur, was durch das einleitende „insbesondere“ und das beispielgebende „etwa“ in Nummer 5 deutlich wird. Die Beschlusskammer hat daher schon in der Festlegung RAMEN Strom der Qualitätsregulierung und dem Begriff der Netzleistungsfähigkeit ein weites Verständnis zu Grunde gelegt. Dort ist die Fähigkeiten der Netzbetreiber den Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden als Teil der Netzleistungsfähigkeit angelegt.

450 Entsprechend wird hier nicht direkt auf die Übertragungsfähigkeit von Elektrizität abgestellt,

wie es die Definition nahelegen könnte. Die Übertragbarkeit von Elektrizität wird vielmehr durch die Betrachtung der Netzanschlüsse nur indirekt einbezogen. Insofern ist die Definition der Netzleistungsfähigkeit auch hier weit zu verstehen.

451 Im Zusammenhang mit der Erarbeitung der vorliegenden Methodenfestlegung hat die Beschlusskammer die bisherige Definition in § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV vor dem Hintergrund des Zwecks der Qualitätsregulierung im Bereich Elektrizität zur Förderung einer umweltverträglichen, preisgünstigen und treibhausgasneutralen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, angepasst. Die erweiterte Definition wurde im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz (Stand: Oktober 2024) – veröffentlicht. Dazu wurde die Definition hinsichtlich der zu übertragene Energie dergestalt konkretisiert, dass nun in der Definition auf zu übertragene Elektrizität abgestellt wird, die vorwiegend aus erneuerbaren Energien stammt. Das erweiterte Verständnis der Netzleistungsfähigkeit dient unter anderem dem in Art. 18 Abs. 2 lit. f) der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt verankerten Zweck, nach dem die Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen, die Umweltauswirkungen verringern und die öffentliche Akzeptanz fördern sollen. Damit passt die Konkretisierung der Definition auch zur Energiewendekompetenz, die bereits nach der Tenorziffer 12.2 S. 2 der Festlegung RAMEN Strom einen Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit ausmacht. Wie in der Festlegung RAMEN Strom bereits ausgeführt, bleibt trotz dieser Einordnung der Energiewendekompetenz als Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit ausreichend Spielraum für eine differenzierte Ausgestaltung der einzelnen Qualitätsvorgaben. Von diesen Spielräumen hat die Beschlusskammer Gebrauch gemacht. Zwar wurde das Vorhaben, die Transformationsleistung der Netzbetreiber stärker zu fördern, grundsätzlich durch zahlreiche Marktteilnehmer begrüßt. Andere, insbesondere der BDEW forderten allerdings, „angemessene Rahmenbedingungen zu schaffen, die Investitionen und die Finanzierbarkeit der Energiewende sicherstellen, anstatt neue Regulierungsinstrumente einzuführen“.

452 Diese Argumentation unterstellt ein Alternativverhältnis, welches es nicht gibt. Die Einführung neuer Regulierungsinstrumente ist keine Alternative zu den sonstigen Regelungen im Festlegungsprozess NEST. Um die langfristigen und nachhaltigen Ziele der Energiewende zu

erreichen, ist auch die Einführung neuer Regulierungsinstrumente erforderlich und notwendig. Die Weiterentwicklung der Regulierungsinstrumente ist eine geeignete Maßnahme, um die Netzbetreiber in ihrer Rolle als Schlüsselakteure der Transformation gezielt zu unterstützen und gleichzeitig eine vergleichbare sowie transparente Ergebnismessung zu gewährleisten. Es bringt die sachliche Diskussion um diesen Ansatz nicht voran, wenn Verbände hier die allgemeine Diskussion um die aus ihrer interessen geleiteten Sicht angestrebten Rahmenbedingungen in den sonstigen Festlegungen des NEST-Prozesses wiederholen.

453 Entsprechend regelt Tenorziffer 6.1 Satz 1, dass die Energiewendekompetenz einen Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit darstellt. Die Netzleistungsfähigkeit zeigt sich jedoch nicht nur in der Ausprägung der Energiewendekompetenz und derer outputorientierten Indikatoren, sondern sie kann auch weitere Ausprägungen umfassen, die der Inputseite des Netzbetriebs zugeordnet werden können. Diese Ausprägungen lassen sich inputseitig als Qualität des eingesetzten Kapitalstocks sowie als Kompetenz des eingesetzten Personals abbilden. So kann eine Stärkung und Optimierung der Digitalisierung als Bestandteil der qualitativen Verbesserung des Kapitalstocks eines Netzes die Energiewendekompetenz befördern, die Netzauslastung optimieren und das Asset Management verbessern. Parallel hierzu kann auch die Kompetenz des eingesetzten Personals durch beispielsweise Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen verbessert werden und ebenfalls die Energiewendekompetenz steigern. Die beiden Bestandteile Digitalisierung und beispielsweise Aus- und Weiterbildung können einzeln oder zusammen den Output eines Netzbetreibers positiv beeinflussen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die zeitliche Wirkung verzögert eintreten kann.

454 Die Digitalisierung wurde von der Beschlusskammer zunächst nicht als eigenständiger Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit eingeordnet. In diesen frühen Überlegungen wurde die Digitalisierung, entsprechend dem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, als möglicher Indikator zur Beschreibung der Energiewendekompetenz diskutiert. Denn die Anforderungen und die Komplexität, die die Energiewende mit sich bringt, können nur durch eine umfassende Digitalisierung auch auf Seiten der Netzbetreiber beherrscht werden. Wie auch in der Begründung zu Tenorziffer 12.2 der Festlegung RAMEN Strom dargelegt, erzeugt die Digitalisierung an sich jedoch keinen messbaren Output, der im Rahmen der Energiewendekompetenz bewertet werden kann. Vielmehr sollten sich die Auswirkungen der ergriffenen Digitalisierungsmaßnahmen zeitverzögert im Output anderer messbarer Aspekte der Energie-

wendekompetenz, wie beispielsweise in kürzeren Netzanschlussdauern aufgrund von digitalisierten Netzanschlussprozessen zeigen. Da die Digitalisierung aber ein wesentlicher Baustein für das Gelingen der Energiewende und damit auch der Gewährleistung der Versorgungsqualität ist, regelt Tenorziffer 6.1, dass die Digitalisierung von der Energiewendekompetenz losgelöst und als eigener Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit eingeführt wird.

455 Nach Tenorziffer 6.1 Satz 2, behält sich die Beschlusskammer zudem vor, weitere Ausprägung der Netzleistungsfähigkeit insbesondere im Bereich der Aus- und Weiterbildungsanstrengungen als Beispiel für die Qualität des eingesetzten Personals eines Netzbetreibers zu prüfen und einzuführen.

456 Wie auch die Thüga Energienetze GmbH, ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass grundsätzlich die Netzbetreiber schon aus eigenem Interesse Anreize haben sollten, in Aus- und Weiterbildungen zu investieren, da Aus- und Weiterbildungen eine Möglichkeit darstellen, die Fertigkeiten, Kenntnisse und Fähigkeiten des Personals zu fördern und dadurch die Qualität der Arbeit sowie schlussendlich die Arbeitsproduktivität zu erhöhen. Weitere Möglichkeiten zur Erlangung benötigter Qualifikationen können Neueinstellungen bereits entsprechend qualifizierten Personals oder die Inanspruchnahme von Dienstleistungen durch Drittanbietern sein. Um die bestehenden intrinsischen Anreize zu unterstützen, kommt grundsätzlich auch eine Berücksichtigung von Aus- und Weiterbildungen in der Qualitätsregulierung in Betracht. Denn die Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers im Sinne einer Qualitätsregulierung wird auch durch die Fertigkeiten, Kenntnisse und Fähigkeiten des eingesetzten Personals beeinflusst. Damit teilt die Beschlusskammer grundsätzlich die Auffassung u. a. von ver.di, dass Aus- und Weiterbildungen im Allgemeinen für die Erreichung der Ziele der Qualitätsregulierung förderlich sind.

457 Sie sieht aber auch, ähnlich der Thüga Energienetze GmbH, einen eher indirekten und generellen Zusammenhang zwischen den zwischen Aus- und Weiterbildungsanstrengungen eines Netzbetreibers mit der Netzleistungsfähigkeit. Gut ausgebildete und motivierte Fachkräfte sind auch für andere Aufgaben eines Netzbetreibers, beispielsweise eine effiziente Betriebsführung, einen bedarfsgerechten und vorausschauenden Netzausbau, eine hohe Zuverlässigkeit und vieles andere mehr von Bedeutung. Die Identifizierung und Ermittlung von Kennzahlen gerade im Hinblick auf die Abgrenzung dieser Aufgaben zur Netzleistungsfähigkeit stellt eine erhebliche Herausforderung dar.

458 Einige Netzbetreiber fordern, die Aus- und Weiterbildungskosten sollten weiterhin als nicht

dem Effizienzvergleich und jährlich anzupassende Kosten anerkannt werden. Die Einbindung der Aus- und Weiterbildung im Rahmen der Qualitätsregulierung stelle keinen adäquaten Ausgleich dafür dar, dass die Aus- und Weiterbildungskosten nunmehr dem Budgetprinzip und dem Effizienzvergleich unterlägen. Dazu hat die Beschlusskammer sich bereits im Rahmen der Festlegung RAMEN Strom geäußert. Die dort erarbeiteten methodisch-systematischen Voraussetzungen für eine Anerkennung als nicht dem Effizienzvergleich unterfallende, jährlich anzupassende Kosten, liegen schlicht nicht vor.

459 Für die Aus- und Weiterbildung liegen aktuell keine konkreten Ansätze für eine geeignete Methodik vor, um daraus valide und belastbare Kennzahlen entwickeln zu können. Aus diesem Grund und mit dem Ziel ein möglichst aufwandsarmes, unbürokratisches, effizientes und standardisiertes Vorgehen bei der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung zu gewährleisten, wurde von einer Datenerhebung zur Aus- und Weiterbildung in der Datenerhebung 2026 abgesehen. Die Beschlusskammer teilt die Ansicht des BDEW, des VKU und einiger Netzbetreiber, dass es zur Einführung der Aus- und Weiterbildung in die Qualitätsregulierung eines frühzeitigen Dialogs mit der Branche bedarf und kommt daher zum jetzigen Zeitpunkt der Forderung von ver.di, Aus- und Weiterbildungen in die Qualitätsregulierung aufzunehmen, nicht nach. Sie wird sich jedoch mit den von ver.di vorgeschlagenen Kennzahlen angemessen auseinandersetzen. Erst in einem zweiten Schritt und erst wenn Kennzahlen im Bereich von Aus- und Weiterbildungen in die Qualitätsregulierung aufgenommen werden sollten, ist über die Art der Beanreizung zu entscheiden.

460 Neben der Aus- und Weiterbildung sind grundsätzlich auch weitere Bestandteile der Netzleistungsfähigkeit in der Zukunft denkbar. Nach Tenorziffer 6.1 Satz 2 behält sich die Beschlusskammer generell vor auch weitere Bestandteile zu prüfen und einzuführen.

461 In zwei Stellungnahmen wurden das Management von Lastspitzen und die Auslastung vorhandener Betriebsmittel als Elemente der Netzleistungsfähigkeit vorgeschlagen. Das im Rahmen der Konsultation eingereichten Studie „Sweden: Pioneering in Incentivising Better Grid Use“ fasst die Erfahrungen bei der Bewertung vom Netzlastfluss zusammen. Demnach führte die schwedische Regulierungsbehörde Energimarknadsinspektionen (Ei) seit 2016 schrittweise Anreize für das Netzlastmanagement ein: Beginnend mit Monitoringmaßnahmen, gefolgt von einem reinen Bonussystem und schließlich einem kombinierten Bonus-Malus-System, das die Auswirkungen für alle Netzbetreiber transparent aufzeigt.

- 462 Im deutschen Regulierungssystem zur Netzleistungsfähigkeit erfolgt eine vergleichbare Entwicklung, aktuell – und mit der Einführung – liegt der Schwerpunkt auf dem Datenmonitoring. Als Indikator für die Netzauslastung wird derzeit der Datenpunkt 2.7 im Erhebungsbogen, der „maximale Betrag zur vertikalen Netzlast (Austausch zum vorgelagerten Netz)“, herangezogen. Zu Beginn des Verfahrens war zudem geplant, im Rahmen der Datenabfrage einen Abschnitt zum Redispatch aufzunehmen, um messbare Indikatoren für das Lastspitzenmanagement zu entwickeln. Dieser Ansatz wurde während der Konsultation zur Datenerhebungsfestlegung 2025 stark kritisiert. Begründet wurde dies damit, dass die entsprechenden Auswertungen derzeit nicht möglich seien und eine Datenlieferung seitens der Netzbetreiber nicht erfolgen könne. Aus diesem Grund legt die Beschlusskammer in einem ersten Schritt ihren Fokus auf die Netzanschlüsse sowie auf die Digitalisierung der Stromverteilernetze.
- 463 Bei der Entwicklung von Indikatoren verwendete Schweden ebenfalls unterschiedliche Kennzahlen. Bis 2019 basierte die Bewertung auf einer kostenbasierten Betrachtung. Dabei wurde die Reduzierung der vorgelagerten Netzkosten – definiert als Differenz zwischen den vertraglich vereinbarten Kosten und der Entschädigung an die Erzeuger für Redispatch-Maßnahmen im Vergleich zur sogenannten „*Normierungsperiode*“¹²¹ der vorangegangenen Regulierungsperiode – mit dem durchschnittlichen *Lastfaktor* und dem Energieverbrauch multipliziert. In der zweiten Entwicklungsstufe bis 2023 wurde der durchschnittliche *Lastfaktor* berechnet: Die Differenz zwischen der durchschnittlichen Auslastung der „*Normierungsperiode*“ und den historischen Werten des Netzbetreibers wurde mit den vorgelagerten Netzkosten multipliziert (d. h. der Differenz zwischen den Kosten für die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität und der Entschädigung an die Erzeuger für Redispatch-Maßnahmen). Seit 2024 wird die Kennzahl „*Auslastungsgrad*“ verwendet, definiert als ein Verhältnis des durchschnittlichen Leistungsfluss einer Netzebene zum Mittelwert der *vier Lastspitzen*.
- 464 Bereits in der der Stellungnahme von RAP beigefügten Studie werden die potenziellen Nachteile im schwedischen System thematisiert. Zwar können die erneuerbaren Energien einen Beitrag leisten, den Auslastungsgrad zu verringern, indem sie den durchschnittliche Leistungsfluss aus dem vorgelagerten Netz reduzieren. Dies spiegelt sich jedoch nicht in der aktuellen Kennzahlformel wider, da diese die *vier Lastspitzen* berücksichtigt, die typischerweise

¹²¹ The norm period is defined as a 4-year historical period ending two years before the start of the new regulatory period. Example: For RP 2016-2019, the norm period 2010-2013 was used. Energimarknadsinspektionen, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram, 2023, EIFS, 6.

an kalten, dunklen und windarmen Tagen auftreten. Nach der gegenwärtigen Berechnungsformel würde zusätzliche erneuerbare Energiequelle im Netz wahrscheinlich die Erlöse der Netzbetreiber senken, selbst wenn der Betreiber des Stromverteilnetzes seinen Auslastungsgrad insgesamt verbessert.

465 Aus diesen Gründen korrespondiert die vorgeschlagene schwedische Kennzahlenbildung zur Netzauslastung nicht mit den Zielen der Energiewende. Eine Übernahme dieses Ansatzes würde den Zielsetzungen der Energiewendekompetenz widersprechen.

466 Die Beschlusskammer wird sich nach Abschluss der aktuellen Festlegung im Rahmen einer möglichen Weiterentwicklung auch mit den Vorschlägen einzelner Marktteilnehmer befassen, die die Einführung einer Meldestelle für Probleme mit Netzbetreibern sowie die Verbesserung der Qualität von Webportalen und Netzanschlussprozessen betreffen.

10.1. Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)

467 In Tenorziffer 6.2 wird die Energiewendekompetenz, wie schon im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, definiert als die:

„gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastuktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert“.

468 Mit der Berücksichtigung der Energiewendekompetenz als Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit sollen, über die bereits im bisherigen Anreizregime bestehenden, hinausgehende Anreize dafür geschaffen, dass Netzbetreiber ihre Organisation und internen Prozesse sowie die Infrastruktur an die Anforderungen der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende anpassen. Das ist notwendig, da sich mit der fortschreitenden Energie-, Verkehrs- und Wärmewende, dem dadurch bedingten Zubau und Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie der zunehmenden Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (zum Beispiel Wallboxen und Wärmepumpen), aber auch von Großverbrauchern wie beispielsweise Großwärmepumpen oder Ladeparks, die Herausforderungen für die Stromnetzbetreiber verändert haben. Denn trotz der erheblich gestiegenen Anzahl und Leistungen kommt es auf den messbaren Output an, sodass alle diese Energiewendetechnologien von den Netzbetreibern zügig an ihr Netz anzuschließen und kritische Netzsituationen zu vermeiden sind. Damit definiert die Beschlusskammer die Energiewendekompetenz zunächst

abstrakt, um die Ausprägungen in einem zweiten Schritt anhand von Indikatoren und Kennzahlen näher zu beschreiben. Die Herausforderungen der Energiewende, die mit diesem Vorgehen erfasst werden sollen, sind derart vielfältig und überlagernd, dass es wenig zielführend ist, jede einzelne Herausforderung konkret zu beschreiben, wie dies der BDEW forderte.

469 In Bezug auf die Kritik der E.ON SE, vergangenheitsorientierte Kennzahlen seien nicht für die vorausschauenden Fähigkeiten im Kontext der Energiewendekompetenz geeignet, kommt die Beschlusskammer zu dem Schluss, dass dieser Ansatz durchaus angemessen und zielführend ist. Denn die Beschlusskammer sieht den Wert der Anwendung vergangenheitsbasierter Kennzahlen in der Abbildung von Fortschritten und zur Gewährleistung einer transparenten, vergleichenden und nachvollziehbaren Bewertung. Darüber hinaus hält die Beschlusskammer es jedoch nicht für sachgerecht, bereits vor dem Jahr 2022 erbrachte Leistungen von Netzbetreibern in die Betrachtung einzubeziehen. Zwar würde eine solche Einbeziehung die Anstrengungen der Netzbetreiber in Bezug auf die Energiewende würdigen, aber auch solche Netzbetreiber benachteiligen, die in der weiteren Vergangenheit noch nicht in ähnlichem Maße von den Herausforderungen der Energiewende betroffen waren oder deren Netze und Prozesse die Herausforderungen noch gut abbilden konnten. Eine systematische Benachteiligung kann die Beschlusskammer in ihrem Vorgehen nicht erkennen, da die Beanreizung der Energiewendekompetenz gerade die Bewältigung der Herausforderungen zum Ziel hat und nicht nur die bloße Belohnung von bereits Erreichtem.

10.1.1 Indikator und Kennzahlen (Tenorziffer 6.2.1)

10.1.1.1 Kriterien zur Bewertung der Geeignetheit

470 Die Beschlusskammer möchte mit der hier vorgesehenen Form der Netzleistungsfähigkeit insbesondere die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und solcher Verbrauchseinrichtungen fördern, die fossile Energieträger durch den Energieträger Strom ersetzen und dadurch einen Beitrag zur Energiewende und den Klimaschutzzielen des § 1 EnWG leisten. Zu diesem Zweck sollen die Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz klar am Output orientiert werden. Die Bestimmung der Energiewendekompetenz soll dabei in geeigneten Bereichen des Netzbetriebs erfolgen. Um solche geeigneten Bereiche (im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung auch Indikatoren genannt) für die Bestimmung der Energiewendekompetenz zu identifizieren, bedurfte es der Einordnung anhand von bestimmten Kriterien. Die nachfolgenden Kriterien, die bereits im Eckpunktepapier Qualitäts-

regulierung dargelegt¹²² und in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung positiv bewertet¹²³ sowie im E-Bridge Gutachten 2025 weiter spezifiziert worden sind,¹²⁴ haben sich als wesentlich herauskristallisiert, um die Geeignetheit möglicher Indikatoren zu messen:

- Wirksamkeit/Vollständigkeit im Hinblick auf die Relevanz für die Energiewende: Da mit der Qualitätsregulierung insbesondere auch die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und weiteren Energiewendetechnologien angereizt werden soll, ist die Auswirkung des jeweiligen Indikators auf die Energiewende ein notwendiges Kriterium.
- Nichtredundanz: Da überlappende Indikatoren die Analysen erschweren können, ist die Mehrfachbehandlung von Aspekten mit gleichgerichteter Outputwirkung zu vermeiden.
- Beeinflussbarkeit: Sofern es sich um einen outputorientierten Indikator handelt, sollte dieser vom Netzbetreiber überwiegend direkt beeinflussbar sein.
- Entwicklungsfähigkeit und Flexibilität: Ein Indikator sollte aufgrund von Entwicklungen und Erkenntnissen aus der praktischen Anwendung und aus weiteren Datenauswertungen verfeinert und weiterentwickelt werden können.
- Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit: Der Indikator sollte eindeutig definiert und quantitativ messbar sein. Weiterhin sollte er mit vertretbaren Mitteln und angemessenem Aufwand erfassbar sein, sodass eine Vergleichbarkeit hergestellt werden kann.
- Statistische Belastbarkeit: Der Indikator sollte gegenüber fehlerhaften Daten und Ausreißern robust sein und einen signifikanten Effekt auf die Energiewendekompetenz aufweisen.
- Keine Fehlanreize: Ein Indikator sollte nicht zu Fehlanreizen führen, die ein unerwünschtes Verhalten der Netzbetreiber nach sich ziehen würden.

471 Die Aufnahme weiterer Kriterien, wie in einer Stellungnahme gefordert, ist nicht erforderlich, da die wesentlichen Herausforderungen durch die bereits berücksichtigten Kriterien ausreichend abgebildet werden.

¹²² Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, Kapitel 6.3.1.

¹²³ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 28 f.

¹²⁴ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.5.

472 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 folgt dabei denselben Kriterien, wie für die Bewertung der Indikatoren.

10.1.1.2 Der Netzanschluss als geeigneter Indikator

473 Tenorziffer 6.2.1 regelt in Satz 1, dass der maßgebliche Indikator, der zunächst zur Bewertung der Energiewendekompetenz herangezogen wird und in dessen Bereich Kennzahlen gebildet werden, die Netzanschlüsse sind. Denn mit der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende haben sich in den letzten Jahren die Anschlusszahlen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (inkl. EE-Speicher), von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG wie Wärmepumpen und Wallboxen, aber auch von Großverbrauchern wie Ladeparks, Großwärmepumpen oder Elektrolyseure vervielfacht. Um den Herausforderungen der erheblich gestiegenen Anzahl an verschiedenen Netzanschlüssen gewachsen zu sein, müssen Netzbetreiber ihre Prozesse, ihre internen Abläufe, ihre IT-Infrastruktur und ihre Netzinfrastuktur umstellen. Stellt ein Netzbetreiber Netzanschlüsse besonders schnell oder in einer großen Anzahl her, kann das als Indiz für eine besonders gute und schnelle Umstellung und damit Anpassung an die Herausforderungen der Energiewende gewertet werden.

474 Als nicht geeigneter Indikator hat sich die transportierte Mengen Strom aus erneuerbaren Energien erwiesen. Zwar läge diese aufgrund der Definition der Netzleistungsfähigkeit als „die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität, vorwiegend aus erneuerbaren Energien, zu befriedigen“ nahe, aber diese ist bereits durch andere Regulierungsinstrumente, beispielsweise bei der Ermittlung der Effizienzwerte, berücksichtigt. Im Zuge der Energiewende könnte nach Maßgabe noch zu erstellender Kostentreiberanalysen in den durch hohe Einspeiseleistungen geprägten Netzen insofern den Vergleichsparametern Jahreshöchstlast und installierte Erzeugungsleistung eine Bedeutung zukommen, die sich mit den Effekten eines Qualitätselements, das an die Fähigkeit, erneuerbare Energien zu transportieren anknüpft, stark überschneiden dürfte.

475 Der Indikator Netzanschluss erfüllt auch die wesentlichen oben aufgeführten Kriterien. Da der Anschluss von zusätzlichen erneuerbaren Energien und weiteren Energiewendetechnologien eine wesentliche Voraussetzung für die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende ist, ha-

ben Netzanschlüsse eine wesentliche Relevanz für die Energiewende. Da bisher ausschließlich der Indikator Netzanschluss herangezogen wird, besteht auch keine Redundanz zu anderen Indikatoren. Dieses Kriterium entfaltet seine Notwendigkeit erst bei der Berücksichtigung weiterer Indikatoren. Der Indikator Netzanschluss erfüllt das Erfordernis der Beeinflussbarkeit des Indikators durch den Netzbetreiber. Die Herstellung von Netzanschlüssen ist im Wesentlichen durch die Netzbetreiber beeinflussbar. Anteile, die nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind, insbesondere bei den Anschlussdauern, wurden größtenteils definitorisch neutralisiert. Selbstverständlich bedarf es in den Prozessen zur Herstellung von Netzanschlüssen der Zusammenarbeit von verschiedenen Akteuren, wie beispielsweise Netzanschlussbegehrenden, Projektieren, Messstellenbetreibern, Herstellern von Komponenten und Netzbetreibern. Denn der Netzbetreiber kann beispielsweise nur die Netzanschlüsse herstellen, die durch Anschlussbegehrende beantragt werden oder für die alle notwendigen Komponenten zur Verfügung stehen. Auch die Eigenschaften des konkreten Netzgebietes sind exogene Faktoren, die sich auswirken. Wie auch die Netze BW GmbH vorgebracht haben, ist eine vollständige Erfassung aller exogener Faktoren nicht möglich. Aber der konkrete Prozess ist in überwiegendem Maß von den Netzbetreibern lenkbar. So sind beispielsweise die Art und Weise sowie die Wege, über die ein Netzbetreiber kommuniziert, durch diesen beeinflussbar. Auch sind die Informationen und der Zeitpunkt zu dem er bestimmte Informationen mit den anderen am Prozess beteiligten Parteien teilt oder diese in den Prozess einbezieht, bestimmbar und geeignet zumindest Einfluss auszuüben. Der Indikator Netzanschluss ist zudem umsetzbar, vergleichbar und messbar, da der Netzanschluss einen wahrnehmbaren Output darstellt.

- 476 Darüber hinaus eignet sich der Indikator Netzanschluss für eine Vielzahl von Technologien, ohne dass zwangsläufig eine Bevorzugung bestimmter Technologien stattfindet. Auch führen Anreize im Bereich der Netzanschlüsse nicht zu qualitätsgeminderten Netzanschlussprozessen. Insbesondere die technischen Voraussetzungen für einen Netzanschluss sind ausdrücklich insbesondere in den Technischen Anschlussregeln des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE-Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. geregelt und über die Technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber in den Netzanschlussvertrag einbezogen. Davon darf auch bei Beanreizung beispielsweise der Geschwindigkeit der Herstellung eines Netzanschlusses nicht abgewichen werden, sodass zumindest von der Reduzierung der Qualität eines Netzanschlusses nicht auszugehen ist.

10.1.1.3 Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse (Tenorziffer 6.2.1 Satz 1)

477 Wie beschrieben, soll entsprechend ihrer Definition die Netzleistungsfähigkeit insbesondere die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und neuer (steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen zum Ziel haben und entsprechende Anreize setzen. Zu diesem Zweck sollen die Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz klar am Output orientiert werden. Bei der Heranziehung von Netzanschlüssen zur Bildung von Kennzahlen kann daher nur auf tatsächlich hergestellte Netzanschlüsse abgestellt werden. Denn erst mit der tatsächlichen Herstellung eines Netzanschlusses entsteht ein messbarer Output, der einen Mehrwert für die Energiewende bietet. Nicht sinnvoll ist es dagegen, auf Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen im ersten Schritt eines Netzanschlussverfahrens, also beim Netzanschlussbegehren, abzustellen. Gemessen an den Kriterien für geeignete Kennzahlen wäre der Verstoß gegen Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen beim Netzanschlussbegehren zwar eine gut messbare Größe, aber es würde aus Sicht der Beschlusskammer ein Fehlanreiz entstehen. Denn würde die Nichteinhaltung von vorgegebenen Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen sanktioniert, entstünde der Anreiz, bei Fristende noch offene Anschlussbegehren schlicht abzulehnen. Aus diesen Gründen stellen die Geschwindigkeit und Häufigkeit der tatsächlichen Herstellung von Netzanschlüssen nach Ansicht der Beschlusskammer geeignete Kennzahlen für eine Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers dar.

478 Tenorziffer 6.2.1 regelt in Satz 1, dass die folgenden vier Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse gebildet werden, um die Geschwindigkeit und Häufigkeit der tatsächlichen Herstellung von Netzanschlüssen abzubilden:

- Zusätzliche erneuerbare Energie (Umsetzungsquote erneuerbare Energien)
- Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien (Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien),
- Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen (Netzanschlussdauer erneuerbare Energien) und
- Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien (Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien)

479 Mit der Bildung dieser vier Kennzahlen folgt die Beschlusskammer der Auffassung einiger

Netzbetreiber, die bereits zum Eckpunktepapier NEST in diese Richtung Stellung genommen haben.

480 Nicht dieselbe Auffassung vertritt die Beschlusskammer, wie einige Netzbetreiber, die zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung Stellung genommen haben. Diese vertraten zum Teil die Ansicht, dass letztlich die Anzahl neuer Netzanschlüsse lediglich die eventuell hohe Anzahl von Netzanschlussanfragen widerspiegele, aber nicht zwingend die „Fähigkeiten“ eines Netzbetreibers mit Blick auf seine Energiewendekompetenz. Die Beschlusskammer ist dagegen der Auffassung, dass die Bewältigung einer hohen Anzahl an Netzanschlussbegehren und der dadurch erfolgten Integration von zusätzlichen erneuerbaren Energien und neuer solcher Verbrauchseinrichtungen, die fossile Energieträger durch den Energieträger Strom ersetzen, einen messbaren Beitrag zur Energiewende leisten und dadurch ihre Energiewendekompetenz unter Beweis stellen. Durch die Bildung von Umsetzungsquoten werden die Anzahlen zudem gewichtet und die Netzbetreiber untereinander vergleichbar gemacht.

481 Diese vier ermittelten Kennzahlen erfüllen, wie nachfolgend beschrieben, auch die, unter Punkt 4.1.1 beschriebenen, wesentlichen Kriterien zur Bewertung der Geeignetheit der Kennzahlen.

482 So haben zusätzliche ans Stromnetz angeschlossene erneuerbare Energien sowie Verbrauchseinrichtungen und Speicher eine unbestrittene wesentliche Relevanz für die Energiewende. Dabei wird zwar auf die Anzahl der angeschlossenen Anlagen abgestellt und nicht unmittelbar auf deren Leistung, da die Leistung vom Netzbetreiber in einem geringeren Maße beeinflussbar ist (vgl. Kapitel II. 10.1.2). Hinsichtlich der Beeinflussbarkeit durch den jeweiligen Netzbetreiber ist festzustellen, dass es im Netzanschlussprozess einige exogene Faktoren gibt, wie beispielsweise die Anzahl der gestellten Netzanschlussbegehren, die zu berücksichtigen sind. Die Anzahl der gestellten Anschlussbegehren wurde bei der Überprüfung der Kennzahlen und der Auswertung durch statistische Analysen berücksichtigt.¹²⁵ Ebenfalls bei der Überprüfung der Kennzahlen und der Auswertung durch statistische Analysen berücksichtigt wurde der exogene Faktor der Eigenschaften des Netzgebietes, also ob es sich um ländlich oder städtisch geprägten Raum mit den entsprechend typischerweise anzuschließenden Energiewendetechnologien handelt.¹²⁶ Zwar stellt die Größe eines Netz-

¹²⁵ E-Bridge Gutachten 2025, S. 32-39, S. 42-45; vgl. auch die Ausführungen in Kapitel 2.5 S. 18.

¹²⁶ E-Bridge Gutachten 2025, S. 30 ff.

betreibers, 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.¹²⁷ Aus diesem Gründen geht die Beschlusskammer von einer ausreichenden Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber auf die Kennzahlen der Umsetzungsquoten aus. Der BDEW und einige Netzbetreiber brachten dagegen vor, dass die Kennzahlen „zusätzliche erneuerbare Energie“ und „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ nicht sachgerecht seien, da sie unter anderem nicht durch die Netzbetreiber beeinflussbar seien. Die Beschlusskammer erkennt zwar an, dass nicht alle exogenen Faktoren, die diese Kennzahlen beeinflussen, ausgeschlossen werden können. Aber die Beschlusskammer hält die Beeinflussbarkeit, wie beschrieben, für ausreichend, um die Kennzahlen als sachgerecht anzusehen. Die Gefahr einer Priorisierung einzelner Anschlussarten sieht die Beschlusskammer entgegen einiger Netzbetreiber an dieser Stelle nicht, da die Berücksichtigung in der Qualitätsregulierung die Netzbetreiber nicht von den Grundsätzen zur Herstellung von Netzanschlüssen suspendiert, die unter anderem vorsehen, dass Netzanschlüsse diskriminierungsfrei herzustellen sind.

483 Die Kennzahlen sind zudem nicht redundant. Auch bei der Bildung der Kennzahlen wurde darauf geachtet, dass sie nicht bereits durch Mindeststandards vollständig abgebildet sind. Die Beschlusskammer hat sich für dieses Vorgehen entschieden, da sie die Auffassung der E.ON SE teilt, wonach die Kennzahlen so zu wählen sind, dass keine Überschneidungen oder Konflikte mit bestehenden regulatorischen Mechanismen, wie der Anreizregulierung oder den Regelungen nach § 14a EnWG entstehen. Denn damit sollen Doppelbelastungen oder gegenteilige Anreizwirkungen vermieden werden. Die Kennzahlen sind zudem umsetzbar, vergleichbar und messbar, da die zusätzlich angeschlossenen Anlagen einen wahrnehmbaren Output darstellen.

484 Mit der Relevanz der zusätzlich an das Stromnetz angeschlossenen erneuerbare Energien sowie Verbrauchseinrichtungen und Speicher für die Energiewende, lässt sich auch die Relevanz der Kennzahlen Netzanschlussdauer erneuerbare Energien sowie Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien begründen. Denn je schneller Netzanschlüsse hergestellt werden, desto mehr zusätzliche erneuerbare Energien

¹²⁷ E-Bridge Gutachten 2025, S. 26 ff.

oder Verbrauchseinrichtungen können angeschlossen werden, sodass auch die Geschwindigkeit der Netzanschlüsse für die Erreichung der Ziele der Energiewende und insbesondere der gesetzlich fixierten Ausbauziele maßgeblich sind. Auch bei den Kennzahlen der Netzanschlussdauern ist hinsichtlich der Beeinflussbarkeit durch den jeweiligen Netzbetreiber festzustellen, dass es auch in Bezug auf Netzanschlussdauern exogene Faktoren gibt, die zu berücksichtigen sind. Um den Einfluss des Anschlussbegehrenden auf die Dauer des Netzanschlusses zu berücksichtigen, wurde der Netzanschlussprozess bei der Kennzahlenbildung in zwei Teilprozesse unterteilt, sodass dieser exogene Faktor herausgerechnet werden kann (siehe dazu Kapitel II.10.1.4 und II.10.1.5). Weitere exogene Faktoren, wie beispielsweise die Nichtrealisierung von Netzanschlüssen auf Veranlassung des Anschlussbegehrenden hin, können einen Einfluss auf die Kennzahlen der Umsetzungsquoten haben. Auch hier ist der Einfluss des Netzbetreibers jedoch nicht ausgeschlossen. Stellt der Netzbetreiber beispielsweise eine Möglichkeit zur Verfügung, mit der sich der Anschlussbegehrende vor Stellung des Netzanschlussbegehrens unverbindlich über unter anderem den Standort, die zur Verfügung stehende Leistung und die ungefähren Kosten erkundigen kann, ist davon auszugehen, dass wesentlich weniger Anschlussbegehren nach der Netzanschlusszusage nicht realisiert werden. Hinsichtlich weiterer exogener Faktoren ist auch hier auf die Möglichkeit der Netzbetreiber ausreichend und frühzeitig mit allen am Verfahren Beteiligten zu kommunizieren hingewiesen. Aus diesem Gründen geht die Beschlusskammer von einer ausreichenden Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber in Bezug auf die Kennzahlen der Netzanschlussdauern aus.

485 Die Kennzahlen sind zudem nicht redundant. Auch bei der Bildung der Kennzahlen wurde darauf geachtet, dass die Kennzahlen nicht bereits durch Mindeststandards vollständig umgesetzt sind. Die Kennzahlen sind zudem umsetzbar, vergleichbar und messbar, da die benötigte Dauer für den Anschluss von zusätzlichen Anlagen einen wahrnehmbaren Output darstellen.

486 Es sind jedoch nicht alle Netzanschlüsse unmittelbar vergleichbar. Je höher beispielsweise die Spannungsebene ist, in der eine Anlage oder Verbrauchseinrichtung angeschlossen werden soll, desto aufwendiger und entsprechend teurer können die administrativen Aufgaben (beispielsweise die Netzverträglichkeitsprüfung), die Betriebsmittel und die Baumaßnahmen sein. Um die Anforderungen der Energiewende zu erfüllen, sollen Netzanschlüsse für alle maßgeblichen Energiewendetechnologien angereizt werden. Um die Vergleichbarkeit der

Netzanschlüsse sicherzustellen, werden die Kennzahlenwerte für alle vier Kennzahlen bezogen auf die jeweils vom Netzbetreiber betriebene Spannungsebene gebildet.

487 Bezüglich der in den Stellungnahmen aufgeworfenen Frage zur Berücksichtigung von Stornierungen von Netzanschlussbegehren wird auf die Ausführungen in der Datenerhebungsfestlegung 2026 verwiesen. Demnach sind freiwillige Stornierungen von Netzanschlussbegehren durch die Antragstellenden zu neutralisieren, sodass sie die Berechnung der Kennzahlen, insbesondere der Umsetzungsquoten, nicht beeinflussen.

488 Eine Bereinigung der Kennzahlen zur Netzleistungsfähigkeit aufgrund möglicher Netzveränderungen ist nicht vorgesehen. Die Eingangsdaten für die Berechnung der Kennzahlen sind gemäß der Datenerhebungsfestlegung 2026 jeweils auf den 31. Dezember eines Kalenderjahres zu beziehen und werden jährlich erhoben. Da die Netzaufnahmen sowie die Netzaufgaben regelmäßig zum Stichtag 1. Januar erfolgen, sind gravierende Verzerrungen der Kennzahlen nicht zu befürchten.

10.1.1.4 Kennzahlen im Bereich der Standardisierung

489 Die Beschlusskammer hat die in Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung aufgestellten Forderungen mancher Netzbetreiber nach der Förderung von Standardisierungen in ihren Ermittlungen berücksichtigt. Bereits in ihrem Eckpunktepapier Qualitätsregulierung hatte die Beschlusskammer dargelegt, dass sie Standardisierungen für wichtig erachtet, da sie unternehmensindividuelle Lösungen einzelner Netzbetreiber für ein wesentliches Hemmnis bei der Transformation der Energienetze hält. Diese können prozessualer oder technischer Art sein und bedeuten in der Regel viel Aufwand in der Umsetzung sowie im Betrieb beim einzelnen Netzbetreiber und Dritten. Grundsätzlich ist es daher anzustreben, dass eine möglichst weitgehende Standardisierung umgesetzt wird, wobei dort, wo es notwendig bleibt, auch individuelle Teillösungen möglich bleiben sollen.¹²⁸ Damit folgt die Beschlusskammer nicht der Ansicht vieler mittlerer und kleinerer Netzbetreiber, die aus dem jeweiligen Fortschritt eines Netzbetreibers bei der Standardisierung keinen deutlichen Schluss bezüglich dessen Energiewendekompetenz und der Versorgungsqualität ziehen und die Standardisierung daher nicht als geeigneten Aspekt der Energiewendekompetenz ansehen.

490 Aus der bisherigen Befassung mit den Beiträgen der Branche und Wissenschaft haben sich

¹²⁸ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, Kapitel 6.3.5, S. 24.

immer noch keine geeigneten Kennzahlen im Bereich der Standardisierung oder Modularisierung für die Beschreibung der Energiewendekompetenz ergeben.¹²⁹ Für entsprechende Anregungen, wie solche Ansätze konkret zu definieren sein könnten, bleibt die Bundesnetzagentur auch weiterhin offen.

491 Ein grundsätzlich anderer Ansatz in diesem Bereich ist das Modell des Leistungs- und Skalierungselements der E.ON SE. Dieses versteht die Beschlusskammer aufgrund der Ausgestaltung jedoch nicht als einen möglichen Aspekt zur Bestimmung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers im Rahmen der Erfüllung seiner Aufgaben, sondern vielmehr als ein von der Qualitätsregulierung losgelöstes Modell.

492 Das Modell des Leistungs- und Skalierungselements der E.ON SE wurde in ausführlichster Form als Gutachten von Consentec und PWC im Rahmen zweier Expertenaustausche vorgebracht.¹³⁰ Auch wurde das Modell in der Stellungnahme der E.ON SE im Rahmen der Konsultation der vorliegenden Festlegung erneut eingebracht. Das Gutachten selbst schlägt das Modell als zusätzliches und gegebenenfalls auch alternatives Anreizinstrument zu den Ansätzen der Beschlusskammer vor. Die Beschlusskammer sieht in dem Modell aus den nachfolgenden Gründen keine Alternative zur in der vorliegenden Festlegung geregelten Systematik.

493 Das Modell sieht vor, dass keine Kennzahlen zur Beschreibung der Energiewendekompetenz herangezogen werden, sondern in einer Art Projekt- bzw. Auftragsvergabe Netzbetreiber oder Netzbetreibergruppen Vorarbeiten in Bezug auf Standardisierungen leisten, die dann der gesamten Branche zur Verfügung gestellt werden. Es ist entsprechend als individuelles Verfahren und damit für einen eng begrenzten Adressatenkreis ausgestaltet, der bis dato weder bekannt ist und sich, gemäß der Orientierung des Modells an einzelnen Themenstellungen, im Zeitablauf sehr unterschiedlich zusammensetzt. Das Gutachten selbst zieht hier den Vergleich zum Konzept einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) der Übertragungsnetzbetreiber. Dieser Vergleich geht nach Ansicht der Beschlusskammer fehl, da die FSV zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, also sehr wenigen Akteuren geschlossen werden. Die Auswahl, die Abstimmung, die Begleitung und insbesondere die Kontrolle sind aufgrund der sehr unterschiedlichen Anzahl der betroffenen Akteure nicht vergleichbar. Die Beschlusskammer stellt in ihrem outputorientierten Ansatz grundsätzlich in den Vordergrund,

¹²⁹ Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, Kapitel 6.3.5, S. 25.

¹³⁰ Gutachten Leistungs- und Skalierungselement, Kapitel 5.2 und 5.4.

was durch Maßnahmen der Netzbetreiber im Ergebnis für die Energiewende tatsächlich erreicht wurde. Damit sind für das Regulierungshandeln die bereits vorhandenen bzw. tatsächlich erreichten Entwicklungen in den Netzen die Grundlage. Dazu wird anhand von Kennzahlen die erbrachte Leistung gemessen und gegebenenfalls belohnt. Der Vorschlag der E.ON SE belohnt dagegen die Maßnahme an sich und nicht deren Wirkung auf die Energiewende. Damit setzt das Leistungs- und Skalierungselement aus Sicht der Beschlusskammer am falschen Anknüpfungspunkt an, um ein outputorientiertes Anreizsystem zu errichten.

494 Das Modell des Leistungs- und Skalierungselements ist im Gutachten nur grob umschrieben und umfasst sehr unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen, so zum Beispiel die Auswahl der Netzbetreiber für ein Leistungs- und Skalierungsinstrument in Form einer gezielten Vergabe, einer Ausschreibung oder nach dem Marktprinzip. Hinzu kommt, dass zentrale Größen wie die Vergütung der ausgewählten Netzbetreiber für ein Leistungs- und Skalierungsinstrument willkürlich angesetzt sind. So wird einerseits ein Richtwert von 25 Prozent anhand des zu erwartenden Nutzens als Vergütungsmöglichkeit angeführt, andererseits werden Optionen wie die Anpassung von Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, oder die Anpassung des individuellen Effizienzwertes bzw. des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors als Kompensationsmöglichkeiten angeführt. Im Falle der Kostenerstattung würde die Beschlusskammer erhebliche Umverteilungseffekte unter den Netzbetreibern fürchten, denn nach den Ausführungen zum Leistungs- und Skalierungselement sollen die zusätzlichen Erlöse aus der Incentivierungs-Quote der projektierenden Netzbetreiber durch alle Netzbetreiber in Deutschland getragen werden. Die zu erwartenden Erlössteigerungen durch die Incentivierungs-Quote sind dabei erheblich. Die E.ON SE rechnete für sich in Beispielprojekten, die sie im Rahmen der Expertenaustausche vorstellte, mit einem zusätzliche Erlösvolumen von 4,4 Mrd. Euro.

495 Das Modell ist auch hinsichtlich seiner Wirkung unspezifiziert bzw. bleibt bewusst offen, da es denjenigen Netzbetreibern, die grundsätzlich von den Ergebnissen der ausarbeitenden Netzbetreiber profitieren sollten, offensteht, ob sie aufgezeigten Ergebnisse auch übernehmen.

496 Hinzu kommt, dass die zu erarbeiteten Standardisierungs- und Skalierungslösungen von den anderen Netzbetreiber nur verpflichtend übernommen werden müssten, wenn diese in einem letzten Schritt verbindlich geregelt werden würden, damit sich der ursprünglich berechnete Nutzen eines Projektes in der Praxis überhaupt einstellt. Eine solche Verrechtlichung

würde eine Art Rollenwechsel bedeuten, da einzelne oder mehrere Netzbetreiber dann die verpflichtend einzuhaltenden Standards für die gesamte Branche setzen würden.

- 497 Zur Begründung für eine Einführung des Leistungs- und Skalierungselements wird vorgetragen, der Effizienzvergleich hemme Kooperationen. Auch wenn der Effizienzvergleich nicht Bestandteil der vorliegenden Festlegung ist, hält die Beschlusskammer an dieser Stelle fest, dass diese These falsch ist. Denn Kooperationen dienen als freiwillige, vertraglich geregelte Zusammenarbeit rechtlich und wirtschaftlich selbstständiger Unternehmen sowohl der Steigerung ihrer Leistungsfähigkeit als auch der Effizienz der beteiligten Netzbetreiber und können horizontal oder vertikal ausgestaltet sein.¹³¹ Angesichts der erheblichen Heterogenität der rund 860 Netzbetreiber in Deutschland stellen sie ein flexibles Instrument dar, um sich themen- und intensitätsabhängig zusammenzuschließen.
- 498 Die wiederholt vorgebrachte Kritik, der Effizienzvergleich würde Kooperationen behindern, wird zudem durch neuere brancheneigene Studien widerlegt. Diese zeigt vielmehr eine zunehmende Kooperationsbereitschaft, insbesondere infolge wachsender Anforderungen etwa durch die Digitalisierung.¹³²
- 499 Die Behauptung, Effizienzanreize würden die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen aus Kooperationen verhindern, ist letztlich nicht nachvollziehbar. Vielmehr können Effizienzanreize als Impuls für verstärkte Zusammenarbeit wirken. Dies gilt insbesondere für kleinere Netzbetreiber, die aufgrund hoher Fixkostenanteile und begrenzter Skaleneffekte vor besonderen Herausforderungen stehen. Kooperationen ermöglichen hier Effizienzgewinne, die Realisierung von Synergien und eine Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit.¹³³
- 500 Auch die weiteren Kritikpunkte der E.ON SE am Effizienzvergleich überzeugen nicht. Die Beschlusskammer fasst ihre Argumente wie folgt zusammen: Vorleistungen werden im Effizienzvergleich berücksichtigt. Effiziente und zukunftsgerichtete Investitionen werden spätestens mittel- bis langfristig honoriert. Darüber hinaus können daraus resultierende Effizienzvorteile entweder unternehmensintern genutzt oder durch geeignete Vermarktungsmodelle, etwa in Form von Lizenzen, monetarisiert werden. Ein gemeinsamer Nutzen von Kooperati-

¹³¹ Doms/ Hömke in: Hoch, Holger/ Haucap, Justus, Praxishandbuch Energiekartellrecht. 2. Auflage, Berlin, Boston, 2023, Kapitel 5. Kooperationen in der Energiewirtschaft, S. 218-219.

¹³² BDEW/ EY, Stadtwerkstudie 2022: Teure neue Energiewelt, Berlin, 2022, S. 28.

¹³³ Doms/ Hömke in: Hoch, Holger/ Haucap, Justus, Praxishandbuch Energiekartellrecht. 2. Auflage, Berlin, Boston, 2023, Kapitel 5. Kooperationen in der Energiewirtschaft, S. 261.

onen entsteht gerade durch den Effizienzanreiz, da Unternehmen eigenständig auf Grundlage ihrer Informationen und Interessen entscheiden, ob und mit wem sie kooperieren. Zentral vorgegebene, top-down organisierte Lösungen wären angesichts der heterogenen Ausgangslagen weniger zielgenau.

501 Die Befürchtung paralleler Entwicklungen und technischer Insellösungen ist nicht begründet. Technische Standards werden branchenweit koordiniert; zugleich können parallele Entwicklungen Innovations- und Resilienzvorteile bieten. Begrenzte Ressourcen wirken zudem einer übermäßigen Fragmentierung entgegen und fördern Kooperationen.

502 Die Behauptung, der Effizienzvergleich verzögere die Umsetzung von Maßnahmen, ist empirisch nicht belegt. Plausibler ist die Gegenhypothese, dass die bestehenden Effizienzanreize bislang nicht hinreichend stark genug sind, um eine schnellere Umsetzung zu fördern.

503 Der Effizienzvergleich führt nicht zu höheren Transformationskosten. Vielmehr setzt er Anreize für eine kosteneffiziente Umsetzung, sodass Netzbetreiber diejenigen Maßnahmen wählen, mit denen die angestrebten Ziele zu minimalen Kosten erreicht werden können.

504 Da davon ausgegangen werden kann, dass Kooperationen, sofern sie effizient sind, durch den Effizienzvergleich keine negativen, sondern positive Auswirkungen haben, läge mit Einführung des LSE-Ansatzes eine Doppelberücksichtigung vor. Doppelberücksichtigungen sind als redundante Anreizinstrumente zu vermeiden.

505 Inwieweit das Modell des Leistungs- und Skalierungselements der E.ON SE darüber hinaus zukünftig als ein zusätzliches Anreizinstrument in Frage kommt, ist nicht Bestandteil der vorliegenden Festlegung.

10.1.1.5 Kennzahlen im Bereich der Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber

506 Die Beschlusskammer hat auch die in einer Stellungnahme geforderte Berücksichtigung der Steuerungsfähigkeit insbesondere von Erzeugungsanlagen durch die Verteilernetzbetreiber als Bestandteil der Qualitätsregulierung in der bevorstehenden fünften Regulierungsperiode berücksichtigt. Diese Fähigkeit der Netzbetreiber ist auch aus Sicht der Beschlusskammer maßgeblich für wichtige Prozesse wie beispielsweise den Redispatch-Prozess.

507 Aus diesem Grund berücksichtigt die Beschlusskammer die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der Digitalisierung. Eine darüber hinausgehende Berücksichtigung ist zumindest zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Beispielsweise befindet sich die neue gesetzliche Verpflichtung in § 12 EnWG zur Testung der

Steuerbarkeit durch die Netzbetreiber und die damit einhergehende Berichtspflicht über die Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur derzeit noch in der Umsetzung. Die Netzbetreiber richten derzeit erst die notwendigen Prozesse und Meldewege ein. Erst wenn die notwendigen Prozesse etabliert sind und die Netzbetreiber über die Steuerbarkeit berichten, wird sich zeigen, inwiefern eine weitere Befassung mit diesem Thema im Rahmen der Qualitätsregulierung aus Sicht der Beschlusskammer in Betracht kommen kann. Auch ist die Setzung von Anreizen zur Beschleunigung der Testung nach § 12 EnWG nicht angezeigt, da diese Berichtserstellung zu den Steuerbarkeitschecks in enger Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur erfolgt.

508 Auch hinsichtlich des sogenannten „Steuerungsrollouts“ nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) kommt die Beschlusskammer zu keiner anderen Einschätzung. Denn zum einen sind hier die grundzuständigen Messstellenbetreiber und nicht die Netzbetreiber adressiert. Zum anderen ist auch diese neue gesetzliche Regelung, die zur Ausstattung nicht nur mit intelligenten Messsystemen, sondern auch mit Steuerungseinrichtungen verpflichtet, zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht massengeschäftstauglich umgesetzt und im Rahmen der ersten Smart Meter Rollout-Quotenverpflichtung nach § 45 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 a) MsbG nicht zwingend erforderlich.

509 Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch-Maßnahmen, ist die Beschlusskammer wie bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung erläutert, nach wie vor der Ansicht, dass diese derzeit nicht in die Qualitätsregulierung einbezogen werden sollten. Zwar sind die seitens der Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen im Rahmen des Redispatch-Prozesses der Bundesnetzagentur zu berichten. Auf dieser Grundlage nimmt die Bundesnetzagentur auch Veröffentlichungen zu zwar geschätzten, aber fortlaufend durch die Netzbetreiber aktualisierten Kosten vor, wodurch grundsätzlich eine Datenbasis vorliegt (§ 23b Abs. 1 Nr. 11 EnWG). Damit ist die Messbarkeit der Maßnahmen im Rahmen des Redispatch-Prozesses grundsätzlich gegeben. Die für den Redispatch ergriffenen Maßnahmen, Dauern der Maßnahmen oder Kosten eines Netzbetreibers könnten insofern grundsätzlich als ein Indikator für die Netzleistungsfähigkeit interpretiert werden. Aber schwieriger ist die Bewertung der Geeignetheit dieses Indikators insbesondere aufgrund des Kriteriums der Vergleichbarkeit. Die Betroffenheit von Redispatch-Maßnahmen variiert nach Erkenntnissen der Bundesnetzagentur zwischen den Netzbetreibern erheblich. In diesem Zusammenhang macht es selbstverständlich einen Unterschied, ob der Engpass, der zu einer Steuerungsmaßnahme zwingt,

im eigenen Netz des Netzbetreibers liegt oder ob ein Netzbetreiber von einem vorgelagerten Netzbetreiber zu einer Redispatch-Maßnahme angewiesen wurde. Während diese Unterscheidung unschwer abbildbar ist, wird dies in anderen Fällen schwieriger. Bekannt ist die Diskussion, ob und zu welchem Grad verspäteter oder unzureichender Netzausbau für den Netzbetreiber beeinflussbar ist. Die Beeinflussbarkeit ist selbstverständlich zu bejahen, denn die Vielzahl von externen Faktoren, die bei der Geschwindigkeit von Netzausbau eine Rolle spielen, darf nicht den Blick dafür verstellen, dass auch Umfang und Qualität der Anstrengungen des Netzbetreibers einen wesentlichen Einfluss auf die Geschwindigkeit des Netzausbaus haben. Emotional wird die Diskussion an dieser Stelle häufig, weil die Beeinflussbarkeit mit einem Verschulden einer Verzögerung verwechselt wird. Darum geht es an dieser Stelle nicht. Die Bundesnetzagentur will im Rahmen der Anreizregulierung keine Vorwürfe erheben, sondern Instrumente und Anreize setzen, die Aufgaben noch zielführender zu erledigen. Siehe dazu auch die im Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 adressierten Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Redispatch 2.0, insbesondere zur Kommunikation und zur Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs. Insofern ist zwar eine Beeinflussbarkeit zu konstatieren, allerdings dürfte es extrem komplex werden, die Nichtausschöpfung gegebener Handlungs- und Beschleunigungsmöglichkeiten beim Netzausbau von einem bewussten Absehen von Netzausbau zu unterscheiden. Diverse Konsultationsteilnehmer haben darauf hingewiesen, dass eine Steuerung in Gestalt von Redispatch (aber in Form von Dimmen steuerbarer Verbraucher oder künftig in Gestalt von Instrumenten der flexiblen Anschlussnutzung) auch eine bewusste, weil effiziente Verhaltensweise sein kann. Mit anderen Worten: Die genannten Maßnahmen werden im Rahmen der Effizienzmessung zu berücksichtigen sein. Ihre gleichzeitige Berücksichtigung im Rahmen der Qualitätsregulierung drängt sich hingegen nicht auf. Aus diesem Grund wird die Bundesnetzagentur Abregelungen im Rahmen des Redispatch-Prozesses zunächst nicht als Kennzahl für eine Energiewendekompetenz heranziehen.

10.1.1.6 Weitere mögliche Kennzahlen

- 510 Der Vortrag eines Unternehmens auf der Netznutzerseite beinhaltet die Befürchtung, dass zeitintensive oder komplexe Netzanschlussbegehren aufgrund des erwarteten Aufwands und Abbildung in den Kennzahlen, abgelehnt werden könnten. Das Unternehmen fordert daher eine ergänzende Erfassung und Auswertung der abgelehnten Netzanschlussbegehren, um ein vollständiges Bild der Leistungsfähigkeit und der Energiewendekompetenz zu erhalten.

- 511 Weitere Stellungnahmen betonen, dass die fehlende Berücksichtigung des Verhältnisses von vollständigen zu unvollständigen Anfragen als problematisch angesehen wird. Häufig würden Anfragen als unvollständig abgelehnt, was die Statistik verzerren könne. Zudem sollte auch die Quote dieser abgelehnten Anfragen erfasst werden, um die Prozesse zu optimieren.
- 512 Diese geäußerten Bedenken kann die Beschlusskammer zwar grundsätzlich nachvollziehen. Um jedoch eine sachgerechte „Ablehnungsquote“ der gestellten zu den abgelehnten Netzanschlussbegehren zu ermitteln, müssten beispielsweise auch die Ablehnungsgründe differenziert dargelegt werden, da nur solche berücksichtigt werden dürften, die in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber fallen.
- 513 Da diese Differenzierung bei der derzeit hohen Anzahl an Netzanschlussbegehren bei allen Netzbetreibern einen erheblichen zusätzlichen Aufwand verursachen würde und sich die neu eingeführte Energiewendekompetenz zunächst in der dargestellten Grundvariante etablieren soll, lehnt die Beschlusskammer eine solche „Ablehnungsquote“ ab. Die undifferenzierte Ermittlung einer solchen „Ablehnungsquote“ ist jedem Interessierten unabhängig von der vorliegend festgelegten Netzleistungsfähigkeit dennoch möglich, da die in bestimmten Zeitabständen nicht realisierten Netzanschlüsse bereits nach § 23c Abs. 1 Nr. 4c EnWG von den Netzbetreibern zu veröffentlichen sind. Dieser Veröffentlichungspflicht misst die Beschlusskammer bereits eine angesessene Anreizwirkung bei.
- 514 Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die „Ablehnungsquote“ mit der Einführung der Energiewendekompetenz sinkt. Denn das Ziel der Beanreizung der Energiewendekompetenz ist es, dass die Netzanschlussbegehren tatsächlich umgesetzt und dabei angemessene Anschlussdauern gewährleistet werden.

10.1.1.7 Überprüfungen der Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse

- 515 Zur Überprüfung der Geeignetheit der Kennzahlen muss ermittelt werden, ob diese nicht auch die gebietsstrukturellen Unterschiede zu berücksichtigen haben. Die grundsätzliche Notwendigkeit der Überprüfung der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ergibt sich bereits aus der Ermächtigungsgrundlage in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG. Dazu wurden durch die Beschlusskammer, aber auch durch die wissenschaftlichen Begleiter, die Kennzahlenwerte ermittelt und auf ihre Plausibilität und Auswirkungen hin überprüft. Die konkreten Berechnungsergebnisse der wissenschaftlichen Begleiter sind im E-Bridge Gutachten 2025 aufgeführt. Die durch die Beschlusskammer ermittelten Werte weichen zum

Teil leicht von den Werten, die im E-Bridge Gutachten 2025 aufgeführt sind, ab, da die Beschlusskammer mit einem Datensatz gerechnet hat, der zwischenzeitlich durch die Netzbetreiber korrigierte Daten berücksichtigt.

- 516 Für die Überprüfung der Kennzahlen wurde zunächst die geeignete Datenbasis erstellt, indem der Datensatz nach bestimmten Kriterien bereinigt wurde (Plausibilisierung). Im Rahmen der Bereinigung des Datensatzes wurden Netzbetreiber mit sehr wenigen Anschlussbegehren aus dem Datensatz entfernt, da diese häufig als Ausreißer identifiziert werden können und dadurch gegebenenfalls zentrale Tendenzen oder stochastische Streuungen verdecken.
- 517 Zunächst wurde ermittelt, welche Spannungsebenen ein Netzbetreiber tatsächlich betreibt. Die Prüfung erfolgte anhand der Strukturparameter „Stromkreislänge“ auf der einen Seite sowie der „zeitgleichen Jahreshöchstlast“ auf der anderen Seite, wobei diese Parameter für die Mittel- und Hochspannung berücksichtigt wurden. Wenn für beide Strukturparameter entsprechende Angaben vorlagen, wurde davon ausgegangen, dass die jeweilige Spannungsebene betrieben wird und der Netzbetreiber in die Betrachtung einbezogen wird. Ein Netzbetreiber konnte dabei beispielsweise für die Niederspannungsebene ausgeschlossen, jedoch für die Mittel- und Hochspannungsebene berücksichtigt werden.
- 518 Um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu bewerten, muss erst eine quantifizierbare Betroffenheit festgestellt werden, die es ermöglicht, vom Kennzahlenwert auf die Energiewendekompetenz zu schließen.¹³⁴ Damit eine absolute Betroffenheit des Netzbetreibers gegeben ist, müssen mindestens fünf qualifizierte/vollständige Netzanschlussbegehren in der Nieder- oder Mittelspannungsebene beziehungsweise mindestens zwei qualifizierte/vollständige Netzanschlussbegehren in der Hochspannungsebene vorliegen. Diese Annahmen liegen unterhalb des im E-Bridge Gutachten 2025 genannten Schwellenwerts zur Bestimmung der absoluten Betroffenheit, um mehr Netzbetreiber in die Auswertungen einbeziehen zu können. Insbesondere in der Mittelspannung spiegelt der Schwellenwert von mindestens zehn qualifizierten/vollständigen Netzanschlussbegehren die Betroffenheit von kleineren Netzbetreibern nicht wider. Im E-Bridge Gutachten 2025 wurde der Schwellenwert bei mindestens zehn qualifizierten/vollständigen Netzanschlussbegehren je Spannungsebene festgelegt.¹³⁵ Laut gutachterlichen Ermittlungen trifft dies auf den Großteil der Netz-

¹³⁴ E-Bridge Gutachten 2025, S. 21.

¹³⁵ E-Bridge Gutachten 2025, S. 25.

betreiber zu. Beispielsweise hatten 689 von 743 berücksichtigten Netzbetreibern auf der Niederspannungsebene im Rahmen der Datenerhebung mehr als zehn qualifizierte/vollständige Netzanschlussbegehren angegeben.¹³⁶

- 519 Die in den Stellungnahmen angesprochene Abweichung hinsichtlich der Kriterien zur absoluten Betroffenheit im Vergleich zur Vorgehensweise im E-Bridge Gutachten 2025 wird von der Beschlusskammer als gerechtfertigt angesehen. Die Beschlusskammer berücksichtigt dabei die in den Expertengesprächen geäußerten Aussagen zu den Herausforderungen im Bereich der Netzanschlüsse, die je nach Netzebene variieren. Die Festlegung einer einheitlichen Mindestanzahl von zehn Datenpunkten im Rahmen der gutachterlichen Analyse diente dazu, mögliche strukturelle Zusammenhänge nicht durch Ausreißer zu verzerren, die aufgrund kleiner Datenumfänge entstehen könnten.¹³⁷ Die vorgenommene Reduzierung stellt somit einen Kompromiss dar, der sowohl die unterschiedlichen Herausforderungen der Netzebenen als auch die Problematik potenzieller Ausreißer berücksichtigt.
- 520 Zudem stellt die Beschlusskammer klar, dass die Anforderungen bei der grundlegenden methodischen Entwicklung der Energiewendekompetenz und deren regulatorischer Umsetzung variieren können. Wenn zudem vorgetragen wird, das E-Bridge Gutachten 2025 komme zu dem Schluss, dass signifikante Unterschiede hinsichtlich der absoluten Betroffenheit bestünden, wodurch eine belastbare Aussage für Mittel- und Hochspannung unmöglich werde (so u. a. E.ON SE), kann diesem Vortrag nicht gefolgt werden. Vielmehr steht er im Widerspruch zum Inhalt und zu den Aussagen des E-Bridge Gutachtens 2025.
- 521 Bei der Überprüfung der Kennzahlen ist auch die Untersuchung der relativen Betroffenheit der Netzbetreiber von Bedeutung. Die relative Betroffenheit misst die individuellen Herausforderungen eines Netzbetreibers bei der Bewältigung der Netzanschlussbegehren innerhalb eines Kalenderjahres. Diese Herausforderungen können unter anderem durch gebietsstrukturelle Unterschiede (zum Beispiel städtische versus ländliche Netzstrukturen) bedingt sein. Zur Einschätzung der relativen Betroffenheit könnten daher beispielsweise die Strukturparameter der Netzfläche oder die Anzahl der Letztverbraucher in der betrachteten Spannungsebene verwendet werden. Im E-Bridge Gutachten 2025 wurden zudem zahlreiche weitere potentiell geeignete Strukturparameter untersucht und abgelehnt.¹³⁸ Diese Ergebnisse

¹³⁶ E-Bridge Gutachten 2025, S. 29.

¹³⁷ E-Bridge Gutachten 2025, S. 25.

¹³⁸ E-Bridge Gutachten 2025, S. 33.

teilt die Beschlusskammer. Die relative Betroffenheit wurde durch die Beschlusskammer, wie auch im E-Bridge Gutachten 2025, für jede betrachtete Spannungsebene sowie jede Kennzahl separat ermittelt, ausgewertet und im Ergebnis abgelehnt.

522 Im Einzelnen wurden in dieser Überprüfung zur Bestimmung der relativen Betroffenheit im ersten Schritt die beiden relevanten Variablen (Strukturparameter und Anzahl der Netzananschlussbegehren) in einem Streudiagramm einander gegenübergestellt. Damit soll zunächst veranschaulicht werden, wie sich die Anzahl der Netzananschlussbegehren generell zu verschiedenen Strukturparametern verhält und ob strukturelle Unterschiede identifizierbar sind. Das Ziel ist demnach, zunächst potenzielle Zusammenhänge visuell zu identifizieren, die anschließend in weiteren Analyseschritten quantitativ ausgewertet werden können. Im zweiten Schritt wird geprüft, ob ein strukturelles Unterscheidungsmerkmal – und damit die daraus abgeleitete relative Betroffenheit – sinnvoll in das Kennzahlensystem aufgenommen werden sollte. Die Analyse stützt sich dabei auf gängige Korrelations- und Regressionsmaße und insbesondere auf folgende statistische Kenngrößen:¹³⁹

- das Korrelationsmaß nach Pearson (r),
- das Rangkorrelationsmaß nach Kendall (τ),
- das Rangkorrelationsmaß nach Spearman (ρ) und
- das adjustierte Bestimmtheitsmaß (R^2).

523 Lässt sich auf Basis dieser Kenngrößen ein plausibler Zusammenhang beziehungsweise ein signifikanter Erklärungsbeitrag identifizieren, kann 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 ist dabei ein (linearer) Zusammenhang, dessen Ergebnis anhand der oben genannten Korrelations- und Regressionsmaße bewertet wird. Dieser Zusammenhang wird durch die folgende Gleichung dargestellt:

$$y = f(x) = a \cdot x + b$$

524 Die Erläuterungen der Kurzbezeichnungen in der Formel ergeben sich aus Tabelle 3.

¹³⁹ E-Bridge Gutachten 2025, S. 24.

Kurzbezeichnung	Erläuterung
y	Abhängige Variable (Anzahl an Netzanschlussbegehren oder Kennzahlenwert)
x	Unabhängige Variable (Strukturparameter)
a, b	Rechnerisch zu ermittelnden Konstanten

Tabelle 3: Erläuterungen der in der Formel enthaltenen Kurzbezeichnungen.

- 525 Mit der vorstehend beschriebenen sehr umfassenden Überprüfung der vier identifizierten Kennzahlen im Hinblick auf die Betroffenheit – insbesondere im Hinblick auf die relative Betroffenheit der Netzbetreiber – trägt die Beschlusskammer auch der in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung geäußerten Forderung Rechnung, die Heterogenität und Unterschiede zwischen den Netzbetreibern, insbesondere aufgrund regionaler Gegebenheiten, angemessen zu berücksichtigen.
- 526 In diesem Zusammenhang weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die zur Abschätzung der relativen Betroffenheit hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit herangezogenen Strukturgrößen vergleichbaren Anforderungen unterliegen wie diejenigen zur Abbildung gebietsstruktureller Merkmale bei der Bestimmung von Referenzwerten der Netzzuverlässigkeit. Dabei ist sicherzustellen, dass diese Strukturgrößen exogener Natur sind, also nicht durch die Netzbetreiber beeinflussbar selbst beeinflusst werden können.
- 527 Aspekte wie die Netzstruktur, historische Netzentwicklungen, die Netzplanung, die Umsetzung oder der Netzbestand sind daher – entgegen den in den Stellungnahmen vertretenen Auffassungen – nicht zu berücksichtigen.¹⁴⁰ Die Analyse von Struktureinflüssen ist folglich auf den Zusammenhang zwischen exogenen Rahmenbedingungen der Versorgungsaufgabe und der daraus resultierenden Netzleistungsfähigkeit zu beschränken.
- 528 Hinsichtlich der geforderten Berücksichtigung relativer Strukturparameter, wie etwa Last- oder Anschlussdichte, weist die Beschlusskammer darauf hin, dass auch diese Größen im Rahmen der gutachterlichen Analysen zur Bestimmung der relativen Betroffenheit untersucht wurden.¹⁴¹ Dabei ist zu beachten, dass methodische Anforderungen, insbesondere das Kriterium der Nichtredundanz, gewahrt bleiben müssen (Anschlussdichte).
- 529 Trotz der Untersuchung einer Vielzahl potenziell geeigneter Strukturparameter erwies sich

¹⁴⁰ Consentec Gutachten 2010, S. 47.

¹⁴¹ E-Bridge Gutachten 2025, S. 33-36.

keiner dieser Ansätze als hinreichend geeignet, die relative Betroffenheit objektiv und belastbar abzubilden. Vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer die gesetzlichen Anforderungen des § 21a Abs. 3 Nr. 5 EnWG als erfüllt an. Danach sind strukturelle Unterschiede nur dann zu berücksichtigen, wenn sie einen objektiv messbaren und empirisch nachweisbaren Einfluss ausüben. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung der Messung und Nachweise dieses Einflusses, besteht ein Ermessensspielraum, den die Beschlusskammer mit den zugrunde liegenden Analysen ausgeübt hat.

530 Schließlich stellt die Beschlusskammer klar, dass im Rahmen einer möglichen Monetarisierung der Energiewendekompetenz und der hierfür verwendeten Kennzahlen weitere Analysen erforderlich sind. Bereits in dem E-Bridge Gutachten 2025 wird ein möglicher methodischer Ansatz skizziert. Dieser berücksichtigt ausdrücklich exogene Strukturgrößen, wie etwa Einspeise- (Arbeits-) oder Leistungsgrößen. Darüber hinaus werden zusätzliche Strukturparameter, beispielsweise die maximale vertikale Netzlast, erfasst, die gegebenenfalls in einem späteren Schritt ebenfalls berücksichtigt werden können.

531 Unabhängig davon ist die Beschlusskammer bestrebt, das Anzeilelement der Energiewendekompetenz in seiner grundlegenden Ausgestaltung möglichst einfach, nachvollziehbar und transparent zu halten. Dabei wird bewusst in Kauf genommen, dass dies mit einem gewissen Verzicht auf eine bis ins Detail ausdifferenzierte Methodik verbunden ist.

532 Anders als in manchen Stellungnahmen vermutet, ist sich die Beschlusskammer sowie ihre wissenschaftlichen Begleiter der begrifflichen und methodischen Abgrenzung zwischen Kausalität im Sinne einer gerichteten Ursache-Wirkungs-Beziehung und statistischer Korrelation im Sinne eines gemeinsamen Auftretens von Veränderungen bewusst. Diese Unterscheidung wurde im Rahmen der gutachterlichen Analysen unter Einbezug ingenieurwissenschaftlicher sowie statistisch-mathematischer Expertise systematisch berücksichtigt. Dabei wurde darauf geachtet, dass aus beobachteten statistischen Zusammenhängen keine unzulässigen kausalen Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

10.1.1.8 Weitere Indikatoren und Kennzahlen (Tenorziffer 6.2.1 Satz 2)

533 In Tenorziffer 6.2.1 ist in Satz 2 festgelegt, dass die Bildung und Berücksichtigung von Kennzahlen aus weiteren Bereichen, die die Energiewendekompetenz abbilden, unberührt bleiben. Die Notwendigkeit weiterer oder alternativer Indikatoren und Kennzahlen wird fortlaufend geprüft.

10.1.2 Zusätzliche erneuerbare Energie („Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ - Tenorziffer 6.2.2)

- 534 Nach Satz 1 der Tenorziffer 6.2.2 stellt die Kennzahl „zusätzliche erneuerbare Energie“ das Verhältnis der vollständig realisierten Netzanschlüsse von erneuerbaren Erzeugungsanlagen pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb dieses Jahres dar – differenziert nach Spannungsebenen.¹⁴² Damit beschreibt diese Kennzahl die Umsetzungsquote der vollständig gestellten Netzanschlussbegehren bei einem Netzbetreiber und bildet die sogenannte Umsetzungsquote erneuerbare Energien (im Folgenden: „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“). Dabei wird auf die Anzahl der Anschlussbegehren sowie die Anzahl der Netzanschlüsse abgestellt und gerade nicht auf die Leistung der zusätzlichen erneuerbaren Energie. Die Berücksichtigung der Anzahlen erfolgt, da diese vom Netzbetreiber beeinflussbar sind. Die Energiemengen dagegen werden auch vom Anschlussnehmer vorgegeben. Aufgrund der teils erheblichen Unterschiede in den Herausforderungen je Spannungsebenen, insbesondere in Bezug auf die Anzahl und die Leistung der Anschlussbegehren, wird die „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ für jede Spannungsebene separat gebildet. Dadurch werden sowohl eine bessere Vergleichbarkeit als auch eine höhere Transparenz gewährleistet.¹⁴³ Nach Satz 2 wird bei der Bildung der Kennzahl auf die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Solar-, Windenergie- und sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen abgestellt.
- 535 Zur Ermittlung der Umsetzungsquote erneuerbare Energien werden die entsprechenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung herangezogen. Dabei werden die jeweilig abgefragten Jahresscheiben berücksichtigt. Dieses Vorgehen kann dazu führen, dass in der Umsetzungsquote auch Anschlussbegehren als im entsprechenden Jahr fertiggestellt angenommen werden, für die eigentlich bereits im Vorjahr das Anschlussbegehren gestellt worden ist. Zum einen gleicht sich dieser Effekt über die Folgejahre aus und zum anderen ist diese Kennzahl auch in Verbindung mit der Kennzahl der Anschlussdauern (vgl. Tenorziffer 6.2.4, Kapitel II.10.1.4) zu sehen. Für die Ermittlung der Umsetzungsquote erneuerbare Energien für das Jahr 2024 ist entsprechend auf die folgenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung abgestellt worden:

- Für die Anzahl der vollständig realisierten Netzanschlüsse:

¹⁴² E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 26 ff.

¹⁴³ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 29.

- Die Anzahl der Dauern von bis zu 2 Wochen für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (4.5.1.1 – NS, MS/NS, 4.5.1.2 – MS, HS/MS, 4.5.1.3 – HS, HöS/HS),
- Die Anzahl der Dauern von mehr als 2 Wochen und bis zu 3 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (4.5.2.1 – NS, MS/NS, 4.5.2.2 – MS, HS/MS, 4.5.2.3 – HS, HöS/HS),
- Die Anzahl der Dauern von mehr als 3 Monate und bis zu 12 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (4.5.3.1 – NS, MS/NS, 4.5.3.2 – MS, HS/MS, 4.5.3.3 – HS, HöS/HS),
- Die Anzahl der Dauern von mehr als 12 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (4.5.4.1 – NS, MS/NS, 4.5.4.2 – MS, HS/MS, 4.5.4.3 – HS, HöS/HS),
- Für die Anzahl vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren (Anzahl NAB EE):
 - Die „Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie“ (4.1.1 – NS, MS/NS, 4.1.4 – MS, HS/MS, 4.1.7 – HS, HöS/HS)
 - Die „Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen aus Windenergie“ (4.1.2 – NS, MS/NS, 4.1.5 – MS, HS/MS, 4.1.8 – HS, HöS/HS)
 - Die „Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von sonstigen EE-Erzeugungsanlagen“ (4.1.3 – NS, MS/NS, 4.1.6 – MS, HS/MS, 4.1.9 – HS, HöS/HS)

536 Zur Ermittlung der Kennzahlenwerte für die Kennzahl „Umsetzungsquote erneuerbarer Energien“ wurden die Summen der vollständig realisierten Netzanschlüsse („Anzahl Realisierungen EE“) und der vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren („Anzahl NAB EE“) gebildet und diese zueinander ins Verhältnis gesetzt:

$$\text{Umsetzungsquote EE} = \frac{\sum \text{Anzahl Realisierungen EE}}{\sum \text{Anzahl NAB EE}}$$

537 Im Gegensatz zur in der Stellungnahme des BDEW und einiger Netzbetreiber geäußerten Auffassung, hält die Beschlusskammer die Kennzahlen „zusätzliche erneuerbare Energie“ (Umsetzungsquote EE) und „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher“ (Umsetzungsquote VE) für sachgerecht. Diese Kennzahlen ermöglichen eine quantifizierbare Erfassung des Erfolgs bei der Realisierung zusätzlicher Netzanschlüsse für erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie zusätzlicher Verbrauchseinrichtungen. Sie tragen zur Messbarkeit, Vergleichbarkeit und Transparenz der Fortschritte bei der Umsetzung infrastruktureller Maßnahmen bei.

538 Umsetzungsquoten dienen somit als zentrale Messgröße für den Erfolg und die Effizienz des Netzanschlussprozesses. Sie stellen das Verhältnis der tatsächlich realisierten Netzanschlüsse zu den beantragten Anschlüssen dar und erfassen mehrere relevante Dimensionen:

- **Effizienz:** Umsetzungsquoten stellen eine Kennzahl dar, die darauf hinweist, wie gut ein System oder ein Unternehmen die nachgefragten Anschlussmöglichkeiten nutzt. Eine hohe Quote deutet auf eine schnelle und effiziente Bearbeitung und Umsetzung der Anschlussbegehren hin, während eine niedrige Quote auf mögliche Engpässe oder Ineffizienzen im Netzanschlussprozess oder in anderen Bereichen hinweist.
- **Nachvollziehbarkeit und Transparenz:** Die Umsetzungsquoten ermöglichen es, den Fortschritt bei der Umsetzung – insbesondere der Netzanschlüsse – messbar und transparent darzustellen. Sie fördert die Nachvollziehbarkeit des Erfolgs bei der Realisierung von Anschlüssen und bildet eine Grundlage für die zielgerichtete Steuerung und Optimierung von Prozessen.
- **Zielorientierung:** Umsetzungsquoten sind auch ein Indikator dafür, ob regulatorische oder betriebswirtschaftliche Ziele, wie beispielsweise die verstärkte Integration erneuerbarer Energien, erreicht werden. Eine niedrige Umsetzungsquote für erneuerbare Erzeugungsanlagen könnte etwa auf Hindernisse hinweisen, die einer schnelleren Umsetzung entgegenstehen.

539 In der Kombination mit den Anschlussdauern bieten Umsetzungsquoten dem Regulierer und Netzbetreibern eine präzise und nachvollziehbare Möglichkeit, Fortschritte oder Rückstände im Netzanschlussprozess zu überwachen und gezielt zu steuern.

540 Quoten sind allgemein eine bewährte Methode zur Quantifizierung und zum Vergleich von Prozessen, Ergebnissen oder Leistungen. Sie dienen insbesondere als Leistungskennzahlen,

um die Effizienz oder Effektivität von Prozessen zu messen. Quoten ermöglichen es, verschiedene Zeiträume, Regionen oder Marktakteure zu vergleichen und sind nützlich, um festgelegte Ziele, wie etwa das Erreichen einer bestimmten Anschlussquote für erneuerbare Energien innerhalb eines definierten Zeitrahmens, zu überwachen.

541 Auch die Argumentation einiger Netzbetreiber, dass sie regelmäßig keine verlässlichen Daten über die tatsächliche Nutzung eines Netzanschlusses verfügen würden und eine trennscharfe sowie überprüfbare Zuordnung zu „Energiewendetechnologien“ weder einheitlich noch rechtssicher möglich sei, überzeugt nur zum Teil. Diese Argumentation mag für die Vergangenheit teilweise zutreffend gewesen sein, insbesondere aufgrund der fehlenden standardisierten und umfassend verwendeten Definition von „Energiewendetechnologien“.

542 In der Praxis sollte die Zuordnung von Technologien jedoch zunehmend möglich sein, insbesondere aufgrund von offiziellen Registrierungsverpflichtungen und technischen Klassifikationen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Vorgaben des § 14a EnWG und die Tatsache, dass die systematische Erfassung von Informationen zu Erzeugungsanlagen, Speichereinrichtungen und Verbrauchseinrichtungen zunehmend verpflichtend sind.

10.1.2.1 Kennzahlenwerte zur „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“

543 Die Überprüfung dieser Kennzahl durch die Beschlusskammer und durch den Gutachter hat ergeben, dass die „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ eine geeignete Kennzahl im Rahmen des Indikators „Netzanschluss“ ist. In allen Spannungsebenen bewegen sich die Kennzahlenwerte im erwartbaren Bereich, das heißt zwischen 0 und etwa 1. Der erwartbare Bereich bestimmt sich dabei durch eine Anteilsbetrachtung, bei der davon ausgegangen wird, dass nur so viele Netzanschlüsse hergestellt werden können, wie auch beantragt wurden. Dabei zeigen sich zwischen den Netzbetreibern teils deutliche Unterschiede in den Kennzahlenwerten (vgl. Abbildung 3, 4 und 5).

544 Für die Auswertungen wurden Umsetzungsquoten größer als 1,15 als Ausreißer eingestuft und aus der Analyse entfernt. Dabei wurde sich mit der Grenze bei 1,15 versucht an das noch plausible Ergebnis hinsichtlich der Umsetzungsquoten angenähert. Die wissenschaftlichen Begleiter sind im E-Bridge Gutachten 2025 von plausiblen Umsetzungsquoten bis maximal 1.1 ausgegangen. Die unterschiedliche Grenze für die Ausreißerbetrachtung machte bei den

Überprüfungen keinen Unterschied. Wie in den Analysen dargelegt, ist hiervon nur eine vernachlässigbar kleine Anzahl von Netzbetreibern betroffen.¹⁴⁴

- 545 Der Median aus den Kennzahlenwerten lag bei den Untersuchungen, nach Entfernung einzelner Ausreißer (Umsetzungsquoten größer 1,15, nicht plausible Angaben zu Netzananschlussbegehren oder zu deren Realisierungen), im erwarteten Bereich. Dabei war zu beachten, dass die Umsetzung von Anschlussbegehren zum Teil zeitlich versetzt erfolgt, sodass bei einem aufgestauten Auftragsbestand auch Werte über 1 möglich sind.¹⁴⁵
- 546 Im Gegensatz zum Vortrag in einigen Stellungnahmen sind Umsetzungsquoten größer als eins als plausibel einzustufen. Dies liegt daran, dass in einem bestimmten Betrachtungszeitraum mehr Netzan Anschlüsse realisiert werden können, als in demselben Zeitraum Netzananschlussbegehren eingegangen sind. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn Netzananschlussbegehren aus dem vorangegangenen Zeitraum umgesetzt werden, was als sogenannter Nachhole-Effekt bezeichnet wird (aufgestauter Auftragsbestand).
- 547 Wenn es sich hierbei nicht nur um Jahresüberhänge handelt (zum Beispiel Antragstellung im November und Realisierung des Netzan Anschlusses im Januar), sollten im Zusammenhang mit dem Nachhole-Effekt auch die Werte für die Netzan Anschlussdauer entsprechend höher ausfallen, beispielsweise über zwölf Monate für die Realisierung. Entsprechend besteht die Möglichkeit für die Beschlusskammer auch diesbezüglich Plausibilisierungsüberlegungen anzustellen.
- 548 Der Median ist der mittlere Wert in einer Folge von nach aufsteigender Größe sortierten Werten. Ober- bzw. unterhalb des Medians liegt jeweils die Hälfte der Werte. Gegenüber dem ebenfalls häufig verwendeten arithmetischen Mittelwert ist der Median robuster gegenüber Ausreißern in den Variablenwerten.¹⁴⁶ Ein Median in Höhe von eins bedeutet demnach, dass ober- bzw. unterhalb von eins jeweils die Hälfte der Werte liegen.
- 549 Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Grundlage des Datensatzes vom 8. Juni 2026 ergab die in Abbildung 4 dargestellte Verteilung der „Umsetzungsquoten erneuerbaren Energien“ in der Niederspannung für 2024. Der Mittelwert lag demnach bei 0,85 und der Median bei

¹⁴⁴ E-Bridge Gutachten 2025, S. 25 f.

¹⁴⁵ E-Bridge Gutachten 2025, S. 28.

¹⁴⁶ Fahrmeir, Ludwig/ Künstler, Rita/ Pigeot, Iris und Tutz, Gerhard, „Statistik – Der Weg zur Datenanalyse“, Springer, 7. Auflage, Heidelberg und Berlin, 2011, S. 55 bis 56.

eins.¹⁴⁷ Der überwiegende Anteil der „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ bewegt sich im Wertebereich um eins, was auf eine hohe Umsetzung von Netzanschlussbegehren bei erneuerbaren Energien in der Niederspannung im Jahr 2024 hinweist. Das Minimum der Kennzahlenwerte lag bei null (keine Realisierung, trotz Vorliegen von Netzanschlussbegehren) und das Maximum bei 1,07.

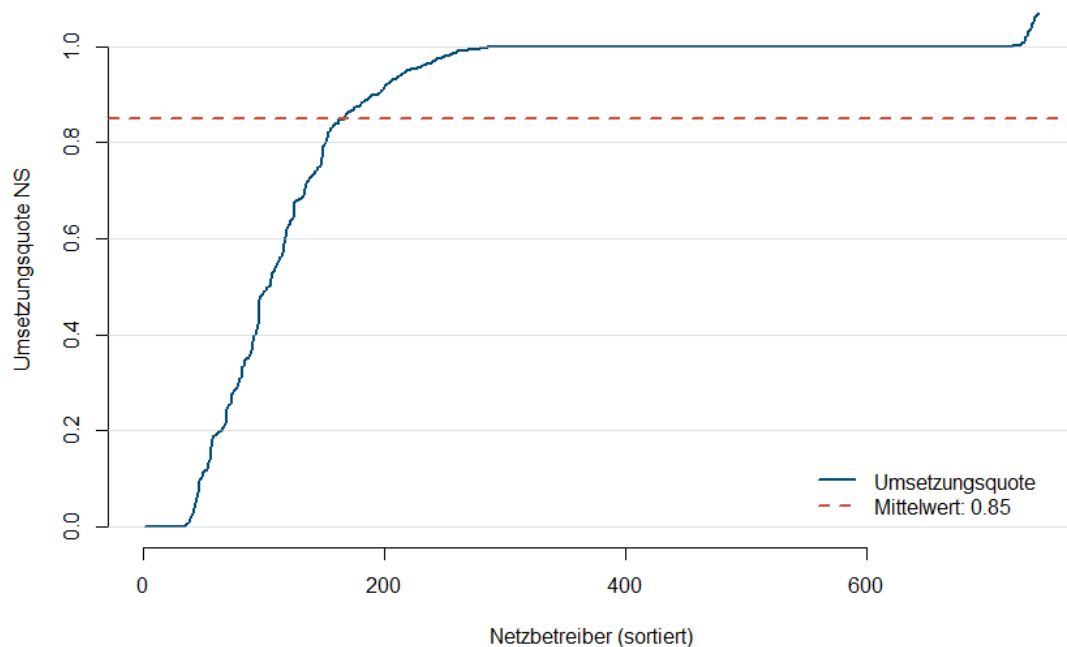


Abbildung 4: „Umsetzungsquoten erneuerbaren Energien“ im Niederspannungsnetz für das Jahr 2024.

550 Abbildung 5 zeigt die Verteilung der „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

551 Der Mittelwert der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Mittelspannung lag demnach bei 0,74 und der Median bei 1.¹⁴⁸ Auch hier zeigte sich eine Häufung im Bereich hoher Umsetzungsquoten, jedoch mit einer etwas stärkeren Streuung als in der Niederspannung. Es traten zudem vermehrt Fälle mit niedrigeren Umsetzungsquoten auf (zum Beispiel kleiner als 0,42), was auf eine heterogenere Umsetzung in der Mittelspannung hinweist. Insgesamt lag der Schwerpunkt aber weiterhin im Bereich hoher Quoten. Das

¹⁴⁷ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

¹⁴⁸ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

Minimum lag dabei bei null und das Maximum bei 1,11.

- 552 Da in der Mittelspannung sowohl die Leistung als auch die Komplexität bei Netzanschlussbegehren höher ist, als beispielsweise in der Niederspannung, erscheint die niedrigere Umsetzungsquoten bei zusätzlichen erneuerbaren Energien plausibel.¹⁴⁹

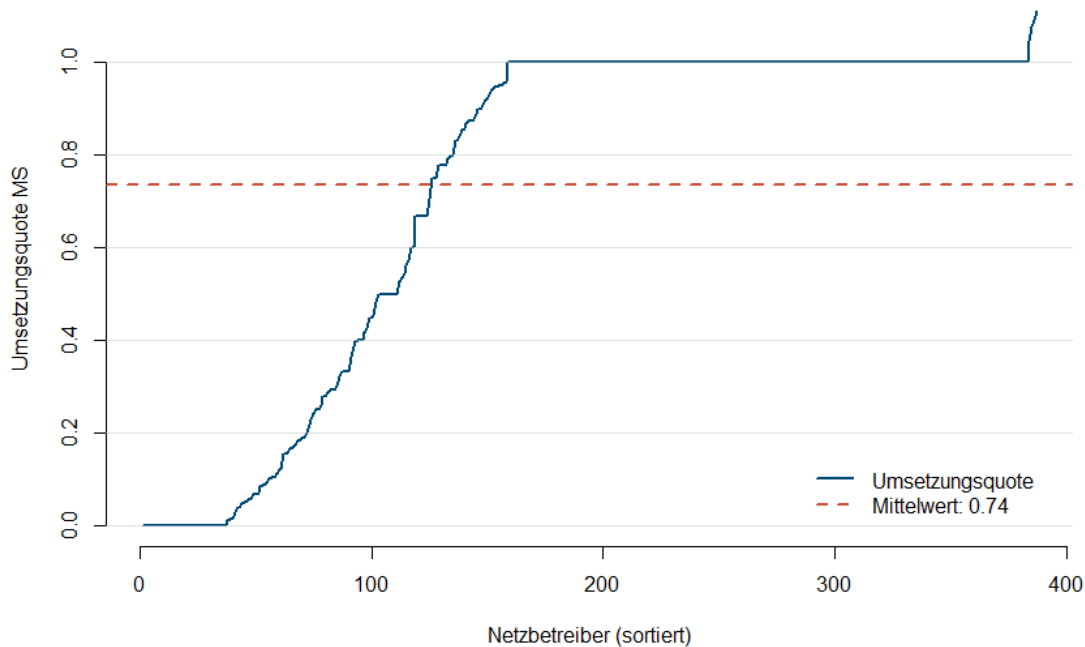


Abbildung 5: „Umsetzungsquote erneuerbaren Energien“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

- 553 Abbildung 6 zeigt die Verteilung der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.
- 554 In der Hochspannung lag der Mittelwert der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ bei 0,3 und damit deutlich niedriger als beispielsweise in der Nieder- oder der Mittelspannung.¹⁵⁰ Dies traf auch für den Median zu, der bei 0,06 lag. Die Verteilung zeigte ein bimodales Muster, was auf eine ausgeprägte Heterogenität bei der Umsetzung hinweist. Während einige Netzbetreiber die Netzanschlussbegehren vollständig umsetzen, erfolgte dies bei anderen Netzbetreibern nur in sehr geringem Umfang.

¹⁴⁹ E-Bridge Gutachten 2025, S 35.

¹⁵⁰ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

Aufgrund der geringen Anzahl der einbezogenen Netzbetreiber (N = 26), mit Netzanschlussbegehren in der Hochspannung, ist die Aussagekraft der Ereignisse für das Jahr 2024 nur eingeschränkt. Die insgesamt niedrige Umsetzungsquote (Minimum gleich 0) erscheint aber plausibel, da Netzanschlussbegehren in der Hochspannung sehr individuell und leistungsmäßig besonders umfangreich sind.¹⁵¹

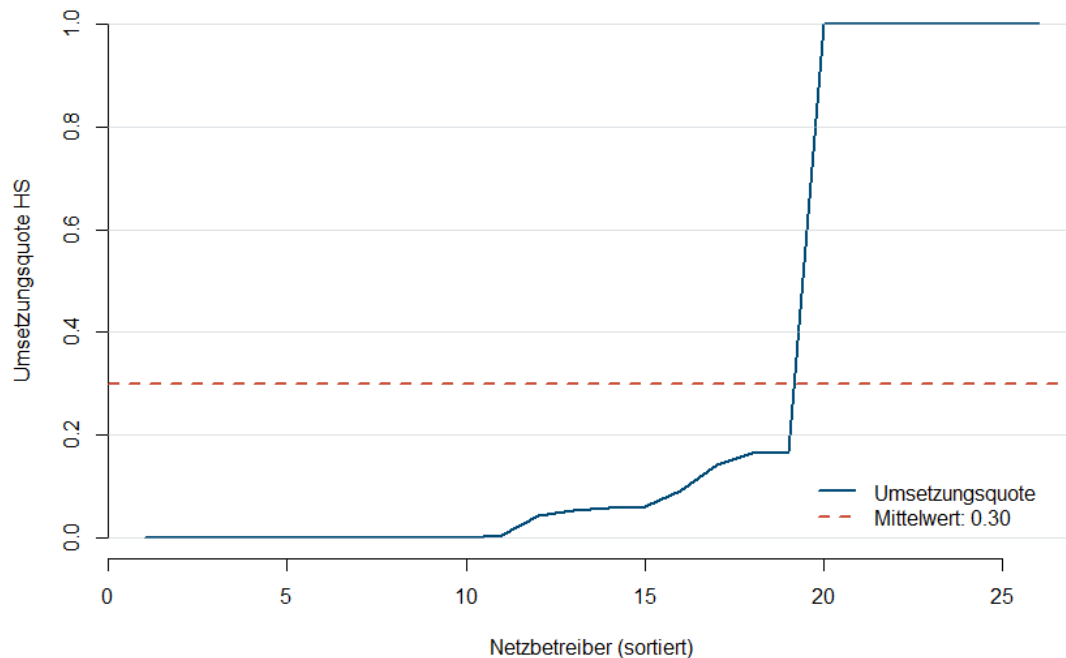


Abbildung 6: „Umsetzungsquote erneuerbaren Energien“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.

Tabelle 4 zeigt die zentralen statistischen Kennwerte der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung.¹⁵²

Ausgewiesen sind die Minimalwerte (Min.), die Quartilswerte des 0,25-Quantils (1st Qu.) und des 0,75-Quantils (3rd Qu.), die Mediane, die Mittelwerte (Mean), die maximalen Umsetzungsquoten (Max.), die Standardabweichungen (SD) sowie die Anzahl der berücksichtigten Netzbetreiber (Anzahl).

¹⁵¹ E-Bridge-Gutachten (2025), S 39.

¹⁵² Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

558 Von insgesamt 817 Beobachtungen lagen damit von 743 Netzbetreibern plausible Angaben zur Ermittlung der Umsetzungsquote erneuerbare Energien in der Niederspannung vor, von 387 Netzbetreibern in der Mittelspannung und von 26 Netzbetreibern in der Hochspannung.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	0,000	0,000	0,000
1st Qu.	0,892	0,421	0,000
Median	1,000	1,000	0,056
Mean	0,850	0,735	0,299
3rd Qu.	1,000	1,000	0,792
Max.	1,070	1,111	1,000
SD	0,298	0,383	0,437
Anzahl	743	387	26

Tabelle 4: Zusammenfassung der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.

10.1.2.2 Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede in der Kennzahl „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“

559 Die Untersuchungen zur relativen Betroffenheit haben für alle Spannungsebenen gezeigt, dass die gebietsstrukturellen Unterschiede bei der Ausgestaltung der Kennzahl „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ nicht berücksichtigt werden mussten.¹⁵³

560 Die Untersuchung der relativen Betroffenheit hat einen signifikanten linearen Zusammenhang zwischen der Anzahl der Netzanschlussbegehren und der versorgten bzw. geographischen Fläche ergeben, insbesondere für die Nieder- und Mittelspannung. Das bedeutet, dass mit der Zunahme der Fläche auch die Anzahl der Netzanschlussbegehren proportional steigt. Im Ergebnis sind alle Netzbetreiber entsprechend ihrer Größe von energiewenderelevanten Netzanschlussbegehren betroffen sind. Die Fläche kann somit als geeignete Größe zur Vorhersage der Anzahl von Netzanschlussbegehren betrachtet werden.¹⁵⁴ Die Betroffenheit steht damit in klarem linearem Zusammenhang zur Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber.

561 In Abbildung 7 ist auf einer logarithmischen Skala die Anzahl der Netzanschlussbegehren für

¹⁵³ E-Bridge Gutachten 2025, S. 33-39.

¹⁵⁴ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 30 ff.

Erzeugungsanlagen zur Einspeisung erneuerbarer Energien in der Niederspannung in Beziehung zur versorgten Fläche in Quadratkilometern (km^2) dargestellt. Auch die in orange eingezeichneten Trendfunktion basiert auf einer logarithmierten Betrachtung.

- 562 Die logarithmierte Skala hebt Unterschiede in den Größenordnungen klarer hervor als in den entsprechenden Abbildungen im E-Bridge Gutachten 2025.¹⁵⁵ Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die logarithmierte Darstellungsform bei einer stark variierenden Anzahl an Netzanschlussbegehren auch kleinere Verteilernetze (mit in der Regel weniger Netzanschlussbegehren) sichtbar macht und deren Beziehung zur versorgten (bzw. in höheren Netzebenen zur geografischen) Fläche deutlicher verdeutlicht.



Abbildung 7: Streudiagramm zur Anzahl der Netzanschlussbegehren für erneuerbare Erzeugungsanlagen zur versorgten Fläche in der Niederspannung [km^2] für das Jahr 2024 (logarithmische Darstellung).

- 563 Wie auch im E-Bridge Gutachten2025 dargestellt, haben auch die Untersuchungen der Beschlusskammer keine praktisch verwertbaren Zusammenhänge zwischen potentiell geeigneten Strukturparametern und den „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ ergeben. Daher kann auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Einflüsse bei der Ausgestaltung der Kennzahl verzichtet werden.¹⁵⁶

¹⁵⁵ E-Bridge Gutachten 2025, S. 30.

¹⁵⁶ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 30 ff.

564 Im Folgenden sind die statistischen Kennzahlen zusammengefasst, die den Auswertungen zur Betroffenheit aufgrund der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung für das Jahr 2024 zugrunde liegen. Dabei wurden die „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ sowie die Strukturparameter versorgte Fläche (Nieder- spannung) bzw. geografische Fläche (Mittel- und Hochspannung) betrachtet.

565 Tabelle 5 zeigt die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Kendall (τ), Spearman (ρ) sowie das adjustierte Bestimmtheitsmaß ($\text{adj. } R^2$) für die Zusammenhänge zwischen „Umsetzungs- quote erneuerbare Energie“ und versorgter bzw. geografischer Fläche in der Nieder- Mittel- und Hochspannung 2024.¹⁵⁷

566 Weitere Ergebnisse zu potenziell geeigneten Strukturparametern können den Untersuchun- gen im E-Bridge Gutachten 2025 entnommen werden.¹⁵⁸ Die Analysen der Beschlusskammer lieferten vergleichbare Ergebnisse.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Pearson	-0,115	-0,229	-0,180
Kendall	-0,127	-0,193	-0,060
Spearman	-0,170	-0,256	-0,062
Adj. Bestimmtheitsmaß	0,012	0,050	-0,010

Tabelle 5: Die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Kendall und Spearman sowie die adjustierten Bestimmtheitsmaße aus den „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ und dem Strukturmerkmal Fläche für die Nieder- Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.

567 Nur ein geringer Anteil der Streuung der „Umsetzungsquoten erneuerbaren Energien“ kann durch die potenziell geeigneten Strukturparameter erklärt werden. Die Zusammenhänge sind maximal schwach ausgeprägt.

568 Auch die gutachterliche Untersuchung einer möglichen Auswirkung der unterschiedlichen Verteilung von Netzanschlussbegehren verschiedener Technologien ist negativ ausgefallen. Das bedeutet, dass die Häufung von Netzanschlussbegehren für eine bestimmte Technologie keinen Einfluss auf die Umsetzungsquote hat.¹⁵⁹

569 Diese Überprüfungen wurden insbesondere deshalb so umfangreich vorgenommen, um den Forderungen aus der Branche, vor allem des BDEW im zweiten Expertenaustausch, sowie

¹⁵⁷ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

¹⁵⁸ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 33 f.

¹⁵⁹ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 33.

den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier Qualitätsregulierung gerecht zu werden. Dabei wurde die Berücksichtigung von Unterschieden, besonderen Umständen, regionalen und strukturellen Besonderheiten sowie unterschiedlichen Technologien eingegangen. Da jedoch weder die wissenschaftlichen Begleiter noch die Beschlusskammer praktische, systematische Zusammenhänge aufzeigen konnten, wird zunächst auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet.

570 Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die „Umsetzungsquote erneuerbarer Energien“ eine geeignete Kennzahl ist und gebietsstrukturelle Merkmale keine Berücksichtigung finden müssen (vgl. zur Notwendigkeit der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede Kapitel 10.1.1.7). Die Kennzahl Umsetzungsquote erneuerbarer Energien erfüllt die Anforderungen – Vollständigkeit, Messbarkeit, Verfügbarkeit und durch Netzbetreiber hinreichend beeinflussbar, keine Redundanzen mit anderen Kennzahlen und Verfahren, erfasst die Energiewendekompetenz hinsichtlich der Fähigkeit des Netzbetreibers durch vollständige Umsetzung der angefragten Netzanschlussbegehren die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Diese Kennzahl steht weiterhin im Zusammenhang und Wechselwirkung mit der „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen“.

10.1.3 Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher -Energiewende-technologien („Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ - Tenorziffer 6.2.3)

571 Nach Satz 1 der Tenorziffer 6.2.3 stellt die Kennzahl „zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ das Verhältnis der vollständig realisierten Netzanschlüsse von Verbrauchseinrichtungen und Speichern pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern innerhalb dieses Jahres dar, differenziert nach den jeweils betriebenen Spannungsebenen. Damit beschreibt diese Kennzahl die Umsetzungsquote der vollständig gestellten Netzanschlussbegehren eines Netzbetreibers und somit die Umsetzungsquote von Verbrauchseinrichtungen und Speichern (im Folgenden: „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“). Aufgrund der erheblichen Unterschiede in den Herausforderungen der einzelnen Spannungsebenen, insbesondere in Bezug auf die Anzahl und die Leistung der Anschlussbegehren, wird die Umsetzungsquote für jede Spannungsebene separat gebildet. Auf diese Weise werden sowohl eine bessere Vergleichbarkeit, also

auch eine höhere Transparenz geschaffen.¹⁶⁰

572 Nach Satz 2 wird bei der Bildung der Kennzahl auf die Netzanschlussbegehren und Netzan-
schlüsse von Wärmepumpen Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Elektrolyseuren, sonsti-
gen Verbrauchseinrichtungen sowie Speichern abgestellt.¹⁶¹ Wärmepumpen können dabei,
auch entsprechend der Definition im Erhebungsbogen im Rahmen der Datenerhebung zur
Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung als Geräte zur Beheizung von Räumlichkeiten
unter Nutzung von Umgebungswärme verstanden werden, ausgenommen davon sind nicht
ortgebundene Geräte. Satz 3 definiert die in Satz 2 aufgeführten sonstigen Verbrauchsein-
richtungen. Demnach sind sonstige Verbrauchseinrichtungen im Sinne des Satzes 2 alle Ver-
brauchseinrichtungen, die keine Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektromobile,
Elektrolyseure oder Speicher sind. Diese Definition dient der Abgrenzung von den konkret
benannten Verbrauchseinrichtungen in Satz 2. Einbezogen werden jedoch auch bei den sons-
tigen Verbrauchseinrichtungen nur solche, die als sogenannte Energiewendetechnologien
eingeordnet werden. Gedacht sei insbesondere an solche Anschlüsse und Anschlusserweite-
rungen, die analog zum Vorbild der Wärmepumpen und E-Fahrzeuge daraus resultieren, dass
eine Stromnutzung anstelle der Nutzung fossiler Energie ermöglicht werden soll. Insoweit
muss deren Netzanschluss ebenfalls dem Übergang von einer fossilen Energieversorgung zu
einem nachhaltigen Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dienen. Hier sind bei-
spielhaft Industrieanschlüsse zu nennen, bei denen zuvor ein fossiler Energieträger zur Ener-
gieversorgung oder zur Wärmeversorgung genutzt wurde oder auch Fernwärme- und Nah-
wärmeversorgungssysteme, bei denen zuvor ein fossiler Energieträger zur Wärmeproduktion
eingesetzt wurde. Ebenso können auch Verbrauchseinrichtungen im Gewerbe und Haus-
haltsbereich erfasst sein, bei denen fossile Energieträger durch Strom ersetzt werden.

573 Einige Netzbetreiber haben vorgetragen, dass die Netzbetreiber häufig keine Kenntnis über
den bisherigen Energieträger oder die genaue Art von Umrüstungen in den Kundenanlagen
hätten, weshalb die Definition von Energiewendetechnologien zu ungenau sei. Der Be-
schlusskammer ist bewusst, dass die Definition der Energiewendetechnologien allgemein
gehalten ist und einen gewissen Interpretationsspielraum lässt. Aus Sicht der Beschlusskam-
mer ist dieser Spielraum jedoch notwendig, da eine abschließende Aufzählung aller Fälle, in
denen eine Umrüstung aufgrund der Energie-, Verkehrs- oder Wärmewende erfolgt, zum

¹⁶⁰ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 29.

¹⁶¹ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 26 ff.

jetzigen Zeitpunkt nicht leistbar ist. Die Stellungnahmen der Netzbetreiber haben jedenfalls gezeigt, dass diesen durchaus klar ist, was gemeint ist und was mit der Erfassung dieser Energiewendetechnologien bezweckt ist. Anhaltspunkte, dass die Spielräume bewusst missbraucht werden würden, um willkürlich, hohe Anschlusszahlen zu generieren, konnte den Konsultationsbeiträgen nicht entnommen werden. Die Beschlusskammer hält auch wenig davon, derartiges Verhalten pauschal zu unterstellen. Auf der Grundlage der anstehenden Datenmeldungen kann gegebenenfalls in der Zukunft eine Konkretisierung vorgenommen werden. Andere Marktakteure unterstützen denn auch die explizite Aufnahme der Energiewendetechnologien.

574 Damit werden nur die Technologien berücksichtigt, die als Energiewendetechnologien gelten. Diese Technologien haben unmittelbare und positive Auswirkungen auf das Erreichen der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende und unterstützen eine zunehmende Sektorenkopplung sowie die Elektrifizierung auch des Verkehrs- und Wärmesektors. Netzanschlüsse anderer Verbrauchseinrichtungen werden nicht berücksichtigt, da sie zwar zur (gesamt-)wirtschaftlichen Entwicklung beitragen, dieser Beitrag sich aber nur indirekt auf die Energiewende auswirkt. Die Einbeziehung aller Verbraucher würde die Differenzierung und gezielte Beanreizung der Energiewendekompetenz erschweren. Die Beschränkung der Energiewendekompetenz auf Netzanschlüsse, die einen hinreichend klaren und engen Zusammenhang mit der Energiewende haben, bedeutet keine Priorisierung bei der Vergabe von Netzanschlüssen für derartig Anschlussnehmer durch die Netzbetreiber. Das Anreizsystem ändert nichts an der Verpflichtung der Netzbetreiber, knappe Netzanschlusskapazitäten im Rahmen von diskriminierungsfreien Verfahren zu vergeben. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass von der hier angereizten Optimierung der Netzanschlussverfahren sowohl in Bezug auf den Kundenkontakt als auch im Hinblick auf die technische Realisierung in der Praxis auch andere Anschlussnehmer, die hier nicht explizit erwähnt sind, in gleicher Weise profitieren werden. Der Beschlusskammer ist jedenfalls kein Grund bekannt oder vorgetragen worden, warum ein Netzbetreiber Fortschritte im Netzanschlussprozess nicht in gleicher Weise allen Anschlussbegehrenden zu Gute kommen lassen sollte. Sollten sich wider Erwarten dafür Indizien ergeben, würde die Bundesnetzagentur dagegen mit Aufsichtsmaßnahmen vorgehen.

575 Die „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ ist als Kennzahl ähnlich konstruiert wie die „Umsetzungsquote von erneuerbaren Energien“

in Tenorziffer 6.2.2 und Kapitel II.10.1.2. Hinsichtlich der Ausführungen zur Methodik, der zugrundeliegenden Überlegungen und Ergebnisse, wie beispielsweise die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede, wird daher auf die Ausführungen in dem Kapitel verwiesen.

576 Zur Ermittlung der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ werden ebenfalls die entsprechenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung herangezogen. Für die Ermittlung der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ für das Jahr 2024 ist entsprechend auf die folgenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung abgestellt worden:

- Für die Anzahl der vollständig realisierten Netzanschlüsse:
 - Anzahl der Dauern von bis zu 2 Wochen für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (5.5.1.1 – NS, MS/NS, 5.5.1.2 – MS, HS/MS, 5.5.1.3 – HS, HöS/HS),
 - Anzahl der Dauern von mehr als 2 Wochen und bis zu 3 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (5.5.2.1 – NS, MS/NS, 5.5.2.2 – MS, HS/MS, 5.5.2.3 – HS, HöS/HS),
 - Anzahl der Dauern von mehr als 3 Monate und bis zu 12 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (5.5.3.1 – NS, MS/NS, 5.5.3.2 – MS, HS/MS, 5.5.3.3 – HS, HöS/HS) sowie
 - Anzahl der Dauern von mehr als 12 Monate für den Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ (5.5.4.1 – NS, MS/NS, 5.5.4.2 – MS, HS/MS, 5.5.4.3 – HS, HöS/HS).
- Für die Anzahl der vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren:
 - Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Ladeeinrichtungen für Elektromobile (5.1.1 – NS, MS/NS, 5.1.6 – MS, HS/MS),
 - Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Wärmepumpen (5.1.2 – NS, MS/NS, 5.1.7 – MS, HS/MS, 5.1.11 – HS, HöS/HS),

- Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Speichern (5.1.3 – NS, MS/NS, 5.1.8 – MS, HS/MS, 5.1.12 – HS, HöS/HS),
- Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von sonstigen (neuen) Verbrauchseinrichtungen (5.1.4 – NS, MS/NS, 5.1.9 – MS, HS/MS, 5.1.13 – HS, HöS/HS) sowie
- Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Elektrolyseuren (5.1.5 – MS, HS/MS, 5.1.10 – HS, HöS/HS).

577 Im Rahmen der Heranziehung dieser Daten aus dem Jahr 2024 ist zu beachten, dass bei der Berechnung der Anzahl der vollständig realisierten Netzanschlüsse mangels einer Differenzierung in der Datenerhebung alle vollständig realisierten Netzanschlüsse ohne eine Aufteilung nach Technologie einbezogen worden sind. Aus diesem Grund wurden bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte für das Jahr 2024 alle angegebenen Verbrauchseinrichtungen einbezogen. Das kann auch solche betreffen, die nach der zuvor beschriebenen Methodik nicht als Energiewendetechnologie einzuordnen sind. Für die kommenden Jahre wird die Datenerhebung angepasst, damit zukünftig entsprechend der beschriebenen Methodik nur noch die Verbrauchseinrichtungen in die Bildung der Kennzahlenwerte einbezogen werden, deren Netzanschluss dem Übergang von einer fossilen Energieversorgung zu einem nachhaltigen Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dient.

578 Zur Ermittlung der Kennzahlenwerte zur Kennzahl „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ (Umsetzungsquote VE) wurden die Summen der vollständig realisierten Netzanschlüsse (Anzahl Realisierungen VE) und der vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren (Anzahl NAB VE) gebildet und diese zueinander ins Verhältnis gesetzt:

$$\text{Umsetzungsquote VE} = \frac{\sum \text{Anzahl Realisierungen VE}}{\sum \text{Anzahl NAB VE}}$$

579 Auch die Überprüfung dieser Kennzahl durch die Beschlusskammer und durch den wissenschaftlichen Begleiter hat ergeben, dass die „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ eine geeignete Kennzahl im Rahmen des Indikators Netzanschluss dargestellt. Für die Auswertungen wurden die gleichen Bedingungen und Vorgehensweisen wie bei der „Umsetzungsquote zusätzliche erneuerbare Energien“ angewendet.

Da sich auch bei den „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ der Umfang der zu betrachtenden Netzbetreiber und die mittleren Umsetzungsquoten in Abhängigkeit von der betrachteten Spannungsebene unterscheiden, wird die Kennzahl auch hier für jede Spannungsebene separat betrachtet.

Abbildung 8 zeigt die „Umsetzungsquoten der Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ in der Niederspannung für das Jahr 2024.

Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des plausibilisierten Datensatzes vom 8. Juni 2026 für die Niederspannung zeigt, ähnlich wie bei der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“, eine „rechtsschiefe Verteilung“, wobei viele Kennzahlenwerte auch hier nah bei eins liegen. Der Großteil der „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ bewegten sich im Bereich von etwa 0,8 bis eins, was auf eine hohe Umsetzung von Netzanschlussbegehren in der Niederspannungsebene hinweist. Der Mittelwert der „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher -Energiewendetechnologien“ lag in der Niederspannung bei 0,74 und der Median bei 1 im Jahr 2024. Berücksichtigt wurden dabei die Daten von 720 Netzbetreibern.

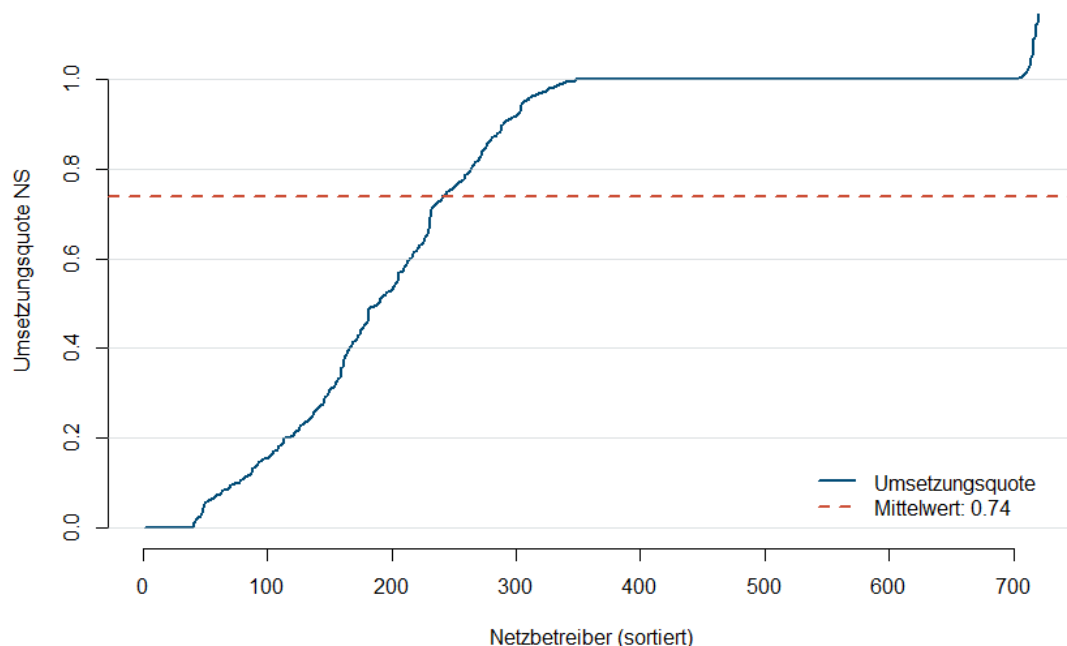


Abbildung 8: „Umsetzungsquoten der Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Niederspannung für das Jahr 2024.

Abbildung 9 zeigt die „Umsetzungsquoten zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

Die Auswertung auf Basis des plausibilisierten Datensatzes vom 8. Juni 2026 zeigte für die Mittelspannung einen Mittelwert der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 0,71 und einen Median von 1. Berücksichtigt wurden dabei die Daten von 295 Netzbetreibern.

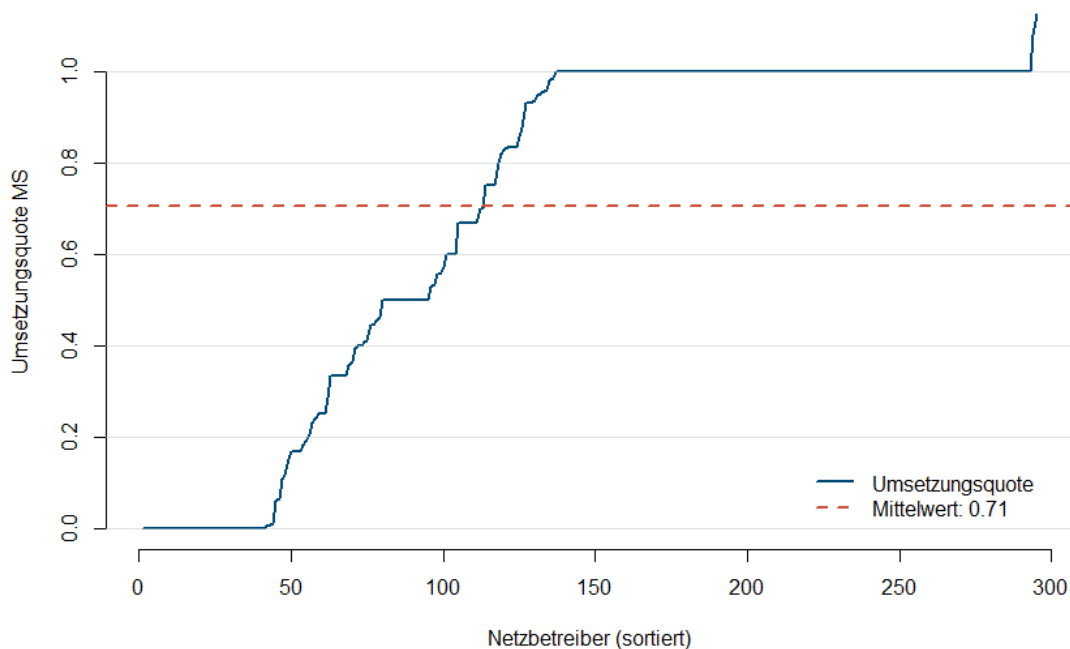


Abbildung 9: „Umsetzungsquoten bei Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

Abbildung 10 zeigt die „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.

In der Hochspannung lag der Mittelwert der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ demnach bei 0,23 und war damit niedriger als in der Nieder- und Mittelspannung. Der Median lag bei null. Dieses Ergebnis weist auf eine hohe Heterogenität bei der Umsetzung von Netzanschlüssen hin. Aufgrund der geringen Stichprobengröße ist die Aussagekraft in der Hochspannung, auch bei den Verbrauchseinrichtungen und Speichern, eingeschränkt. Die insgesamt niedrigere „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ ist jedoch plausibel, da

sie mit typischen, tendenziell zeitaufwendigen und komplexen Netzanschlussprüfungen sowie sehr individuellen und leistungsstarken Anschlussbegehren in der Hochspannung zusammenhängt.¹⁶² Berücksichtigt wurden dabei die Daten von 24 Netzbetreibern.

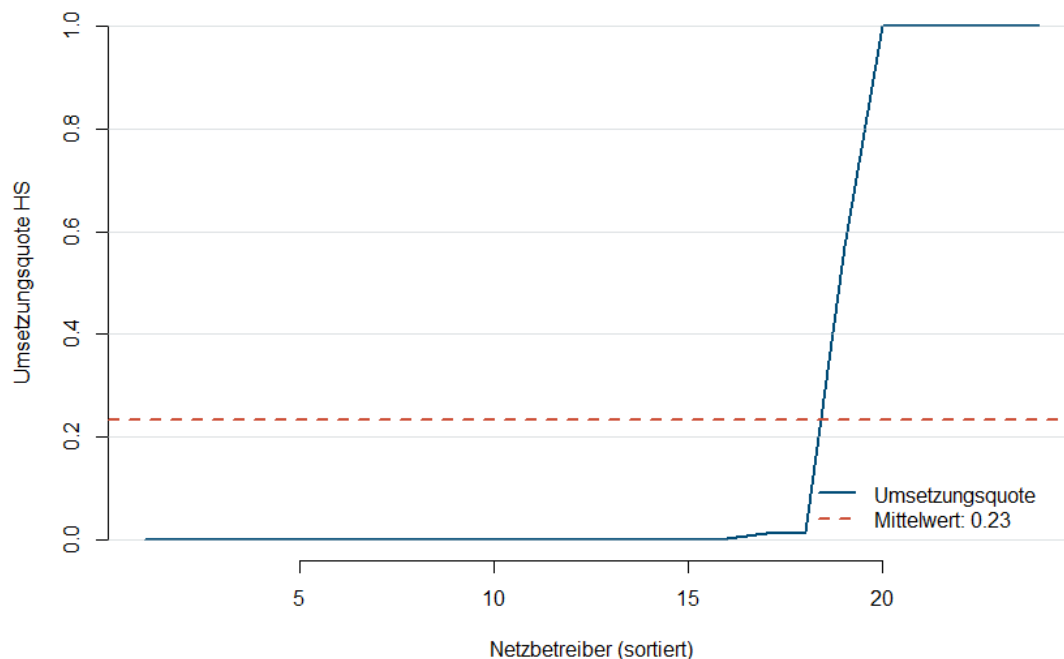


Abbildung 10: „Umsetzungsquoten bei Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.

- 587 Im Vergleich zu den im E-Bridge Gutachten 2025 ausgewiesenen statistischen Kenngrößen zeigen sich hier Verbesserungen der Werte. Diese Verbesserungen sind insbesondere auf den aktualisierten Datenstand vom 8. Juni 2026 zurückgeführt. Die Netzbetreiber haben die Gelegenheit genutzt, nach dem Zeitpunkt, an dem der Datenstand für das E-Bridge Gutachten 2025 übermittelt wurde, Korrekturen an nicht plausiblen Angaben vorzunehmen. Angesicht des verbesserten Datensatzes sind die Ergebnisse daher vergleichbar und nachvollziehbar.
- 588 In Tabelle 6 sind die zentralen statistischen Kennwerte zu den „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung für das Jahr 2024 zusammengefasst.¹⁶³
- 589 Ausgewiesen sind darin die Minimalwerte (Min.), die Quartilswerte des 0,25-Quantils (1st

¹⁶² E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.1, S. 44.

¹⁶³ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

Qu.) und des 0,75-Quantils (3rd Qu.), die Mediane, dem arithmetischen Mittelwerte (Mean), die maximalen Werte (Max.) und die Standardabweichungen (SD) sowie die Anzahl (Anzahl) der berücksichtigten Netzbetreiber.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	0,000	0,000	0,000
1st Qu.	0,457	0,410	0,000
Median	1,000	1,000	0,000
Mean	0,740	0,706	0,233
3rd Qu.	1,000	1,000	0,154
Max.	1,147	1,125	1,000
SD	0,364	0,388	0,418
Anzahl	720	295	24

Tabelle 6: Zusammenfassung der „Umsetzungsquoten bei Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.

590 Auch bei den Überprüfungen der „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ konnte keine Zusammenhäng mit potentiell geeigneten Strukturparametern festgestellt werden, weshalb diese bei der Bildung der Kennzahl keine Berücksichtigung finden mussten.¹⁶⁴ Hinsichtlich der Berechnungen wird, wie bereits erwähnt, aufgrund der Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf die Ausführungen in Kapitel II. 10.1.2 verwiesen.

10.1.4 Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzan schlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen („Netzan schlussdauer erneuerbare Energien“ - Tenorziffer 6.2.4)

591 Tenorziffer 6.2.4 regelt die Bildung der Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzan schlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen“ (im Folgenden: „Netzan schlussdauer erneuerbare Energien“). Das Ziel dieser Kennzahl ist es, einen Anreiz zu schaffen, die Netzan schlussprozesse effizienter zu gestalten und damit zu beschleunigen. Nur mit beschleunigten Netzan schlussprozessen lässt sich die steigende Anzahl und Leistung neuer Netzan schlussbegehren zu bewältigen, die durch die Energie-, Verkehr- und Wärmewende entstehen. Zudem dienen die Anschlussdauern als Indikator für mögliche Hindernisse, wie etwa ineffiziente Netzplanungen.

¹⁶⁴ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.2, S. 42.

- 592 Hinsichtlich der Ausführungen zur Methodik, der zugrundeliegenden Überlegungen und Ergebnisse, wie beispielsweise die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede, wird auf die Ausführungen in dem Kapitel II. 10.1.2 verwiesen.
- 593 Nach Tenorziffer 6.2.4 Satz 1 wird die Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ aus der Summe der Dauern für die Teilprozesse des Netzanschlussprozesses gebildet und anhand der Mediane bewertet. Die Kennzahl bildet damit zwar die Dauer des gesamten Netzanschlussprozesses ab, schließt aber durch die nachfolgend beschriebene Teilung des Prozesses Entscheidungen und Verzögerungen aus, die vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können.
- 594 Der erste Teilprozess, umfasst nach Tenorziffer 6.2.4 Satz 2 den Zeitraum von der Stellung eines qualifizierten und damit vollständigen Netzanschlussbegehrens beim Netzbetreiber bis zur Netzanschlusszusage. In diesem Zeitraum erfasst der Netzbetreiber unter anderem die Daten des Anschlussbegehrens in seinen Systemen, ermittelt den geeigneten Netzverknüpfungspunkt und führt die Netzverträglichkeitsprüfung durch. Die Netzanschlusszusage stellt danach in der Regel das Angebot des Netzbetreibers an den Netzanschlussbegehrenden dar, einen Netzanschlussvertrag insbesondere über eine bestimmte Netzanschlussleistung an einem bestimmten Netzverknüpfungspunkt abzuschließen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht für diesen Teilprozess in Bezug auf den Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen nach § 8 Abs. 6 EEG eine Frist von acht Wochen ab Eingang der erforderlichen Informationen vor. Dieser Zeitpunkt des Eingangs der erforderlichen Informationen wird als das initiale Vorliegen des qualifizierten bzw. vollständigen Netzanschlussbegehrens definiert und markiert den Startzeitpunkt für den Teilprozess 1.
- 595 Der zweite Teilprozess umfasst nach Tenorziffer 6.2.4 Satz 3 den Zeitraum ab der Annahme der Anschlusszusage, also in der Regel den Zeitpunkt des Schuldverhältnisses zwischen dem Netzanschlussbegehrenden und dem Netzbetreiber über den Netzanschluss.
- 596 So fließt eine Verzögerung im Prozess, die nach der Netzanschlusszusage stattfindet und durch eine Entscheidung oder andere Hindernisse auf Seiten des Anschlussbegehrenden verursacht wird, nicht in die Kennzahl ein. Entscheidet sich beispielsweise ein Anschlussbegehrender nach der Netzanschlusszusage sein Projekt aufzuschieben, liegt dieser Umstand außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers und wird daher nicht berücksichtigt. Ebenso wird nicht das Datum der Inbetriebnahme der Anlage als Ende der betrachteten Zeitspanne

herangezogen, sondern das Datum der Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder die Bereitstellung der Netzanschlusskapazität. Auf diese Weise bleiben auch Faktoren unberücksichtigt, die zum Ende des Prozesses nicht mehr vom Netzbetreiber beeinflusst werden können.

597 Durch diese Teilung des Prozesses und der damit einher gehenden Ausklammerung der weitestgehend nicht durch die Netzbetreiber beeinflussbaren Prozessschritte, wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die berücksichtigten Prozesse zumindest weitestgehend vom Netzbetreiber beeinflussbar sein sollen.¹⁶⁵ Mit dieser Herangehensweise setzt die Beschlusskammer auch die Forderungen einiger Netzbetreiber aus den Stellungnahmen zum Eckpunkt Papier Qualitätsregulierung um, die eine hinreichende Berücksichtigung exogener Einflussfaktoren, gefordert haben.

598 Zur Ermittlung der Kennzahl Netzanschlussdauer erneuerbare Energien werden ebenfalls die entsprechenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung herangezogen. Für die Ermittlung der Netzanschlussdauer erneuerbare Energien für das Jahr 2024 ist entsprechend auf die folgenden Daten im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 abgestellt worden:

- Teilprozess 1: „Median der Dauer je Vorgang “vollständige/qualifizierte Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ von erneuerbaren Erzeugungsanlagen [...]“:
 - Niederspannung: 4.3.1,
 - Mittelspannung: 4.3.3 und
 - Hochspannung: 4.3.5.
- Teilprozess 2 = „Median der Dauer je Vorgang “Annahme der Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme/Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ für erneuerbare Erzeugungsanlagen [...]“:
 - Niederspannung: 4.3.2,
 - Mittelspannung: 4.3.4 und
 - Hochspannung: 4.3.6.

599 Für die Berechnung der Gesamtdauer des Netzanschlussprozesses ($\text{MinDauer}_{\text{EE}}$) wird die Summe der Dauern der Teilprozesse t_1 und t_2 je Spannungsebene gebildet. Dabei werden die Umspannebenen jeweils der unteren Spannungsebene zugeordnet:

¹⁶⁵ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 45 ff.

$$\text{MinDauer}_{\text{EE}} = \tilde{t}_{\text{Teilprozess 1}} + \tilde{t}_{\text{Teilprozess 2}}$$

- 600 Wie im Erhebungsbogen erfolgt die Angabe der Kennzahlenwerte jeweils in der Einheit Tage (d).
- 601 Auch die Überprüfung dieser Kennzahl hat ergeben, dass es sich um eine geeignete Kennzahl handelt. In die Prüfungen sind nur die Daten der Netzbetreiber eingeflossen, die im Erhebungsbogen mindestens fünf (Nieder- und Mittelspannung) bzw. zwei (Hochspannung) eingegangene Netzanschlussbegehren angegeben haben. Im Rahmen der gutachterlichen Betrachtung wurden dagegen nur die Daten der Netzbetreiber berücksichtigt, die mindestens zehn eingegangene Netzanschlussbegehren angeben haben.¹⁶⁶ Wie bei den Umsetzungsquoten soll dies die besondere Herausforderung und die absolute Betroffenheit der Netzbetreiber differenziert nach Spannungsebenen widerspiegeln.
- 602 Abbildung 11 zeigt die Netzanschlussdauern (in Tagen) bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen in der Niederspannung für das Jahr 2024.
- 603 In der Niederspannung konnten erneuerbare Erzeugungsanlagen frühestens nach einem Tag angeschlossen werden. Der Mittelwert der Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ lag bei 50,4 Tagen, der Median bei 39 Tagen. Dieser deutlich höhere Mittelwert lässt sich auf einzelne, stark verlängerte Prozesse zurückführen, wobei die genauen Gründe für diese Verlängerungen nicht aus dem Datensatz erkennbar sind. Mögliche Einflussfaktoren könnten die Netzstruktur, die verwendete Technologie oder die Prozesse des Netzbetreibers sein. Der höchste Kennzahlenwert lag entsprechend bei 385 Tagen. Insgesamt konnten für 709 Netzbetreiber plausible Kennzahlwerte zur Kennzahl “Netzanschlussdauer erneuerbare Energien” bestimmt werden.
- 604 Im E-Bridge Gutachten 2025 werden die Teilprozesse 1 und 2 darüber hinaus getrennt betrachtet. Dabei wurde für den Teilprozess 1, also vom qualifizierten Netzanschlussbegehren bis zur Netzanschlusszusage, ein Mittelwert von 14,87 Tagen für die Niederspannung ermittelt. Für den Teilprozess 2, also vom Abschluss des Netzanschlussvertrages bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses bzw. zur Bereitstellung der Netzanschlusskapazität, ergab sich

¹⁶⁶ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 46.

ein Mittelwert von 35,65 Tagen in der Niederspannung.¹⁶⁷

605 Diese Unterschiede zwischen den beiden Teilprozessen sind plausibel, da der Teilprozess 2 typischerweise zeitaufwendigere Schritte wie Netzausbau- oder Verstärkungsmaßnahmen umfassen kann.¹⁶⁸

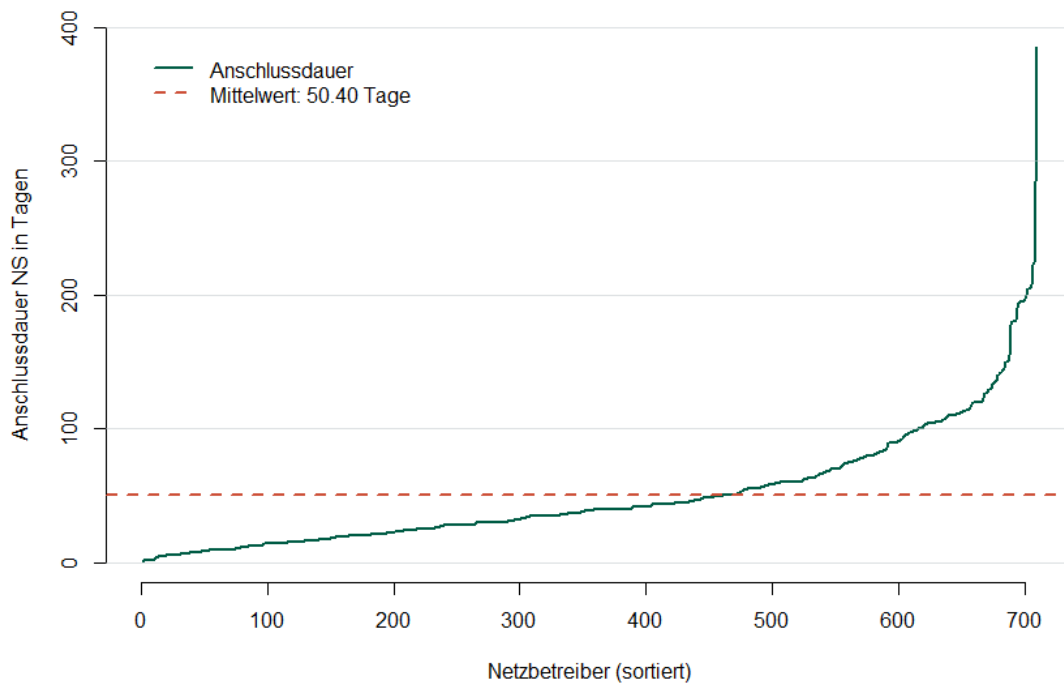


Abbildung 11: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ in der Niederspannung für das Jahr 2024.

606 Abbildung 12 zeigt die Anschlussdauern bei erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

607 Die Auswertung der Kennzahlenwerte für die „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ auf Basis des bereinigten Datensatzes vom 8. Juni 2026 ergab für die Mittelspannung einen Median von 141 Tagen und einen Mittelwert von 183,4 Tagen. Der kürzeste ermittelte Netzanschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen erfolgte nach zwei Tagen. Der höchste Kennzahlenwert zur „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ betrug im Jahr 2024 1.102 Tage. Insgesamt konnten für 348 Netzbetreiber plausible Kennzahlenwerte zur Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ ermittelt werden.

¹⁶⁷ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

¹⁶⁸ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 47.

608 Diese Ergebnisse sind aufgrund des höheren Prüfaufwands in der Mittelspannung und gegebenenfalls erforderlichen Netzausbau oder -verstärkungsmaßnahmen plausibel.¹⁶⁹

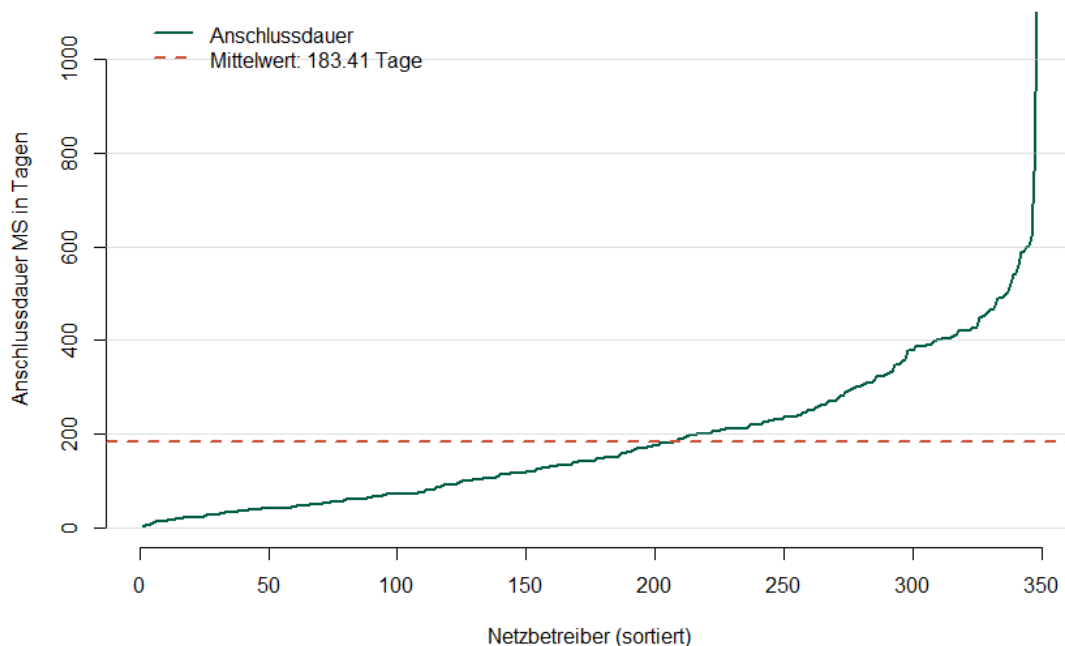


Abbildung 12: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

609 Für die Hochspannung hat die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des aktualisierten Datensatzes vom 8 Juni 2026 ergeben, dass ein Netzanschluss frühestens nach 41 Tagen realisiert wurde. Der Mittelwert der Kennzahlenwerte betrug im Jahr 2024 339,63 Tage. Der Median lag bei 271 Tagen (siehe Abbildung). Für die Hochspannung konnten bei insgesamt 15 Netzbetreibern Kennzahlenwerte zur „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ ermittelt werden.

610 Auch diese Ergebnisse sind aufgrund der höheren Komplexität von Netzanschlüssen in der Hochspannung plausibel.¹⁷⁰

¹⁶⁹ E-Bridge Gutachten 2025, S. 49.

¹⁷⁰ E-Bridge Gutachten 2025, S. 51

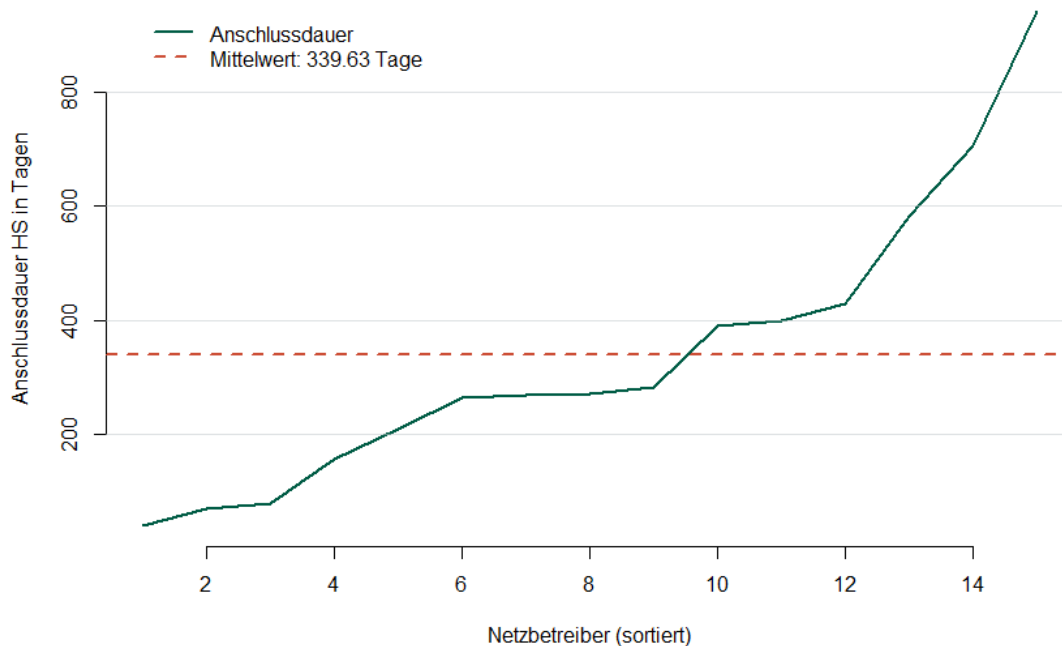


Abbildung 13: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.

- 611 In Tabelle 7 sind die statistischen Kenngrößen zur Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ zusammengefasst.¹⁷¹
- 612 Ausgewiesen sind darin die Minimalwerte (Min.), die Quartilswerte des 0,25-Quantils (1st Qu.) und des 0,75-Quantils (3rd Qu.), die Mediane, die Mittelwerte (Mean), die maximalen Umsetzungsquoten (Max.), die Standardabweichungen (SD) sowie die Anzahl (Anzahl) der berücksichtigten Netzbetreiber.

¹⁷¹ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	1,000	2,000	41,000
1st Qu.	16,000	61,500	183,000
Median	39,000	141,000	271,000
Mean	50,402	183,412	339,633
3rd Qu.	63,000	252,250	414,500
Max.	385,000	1.102,000	942,000
SD	43,967	153,178	249,155
Anzahl	709	348	15

Tabelle 7: Zusammenfassung der „Netzanschlussdauern erneuerbare Energien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.

613 Auch die Überprüfung der Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ hat keinen belastbaren Einfluss eines gebietsstrukturellen Merkmals ergeben, sodass auch für diese Kennzahl auf die Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Merkmalen verzichtet werden kann.¹⁷²

614 Tabelle 8 zeigt die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Kendall (τ), Spearman (ρ) sowie das adjustierte Bestimmtheitsmaß (adj. R^2) für die Zusammenhänge aus „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ und versorgter bzw. geografischer Fläche in der Nieder- Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.¹⁷³

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Pearson	-0,035	0,074	-0,048
Kendall	0,062	0,018	0,048
Spearman	0,093	0,025	0,046
Adj. Bestimmtheitsmaß	-0,000	0,003	-0,074

Tabelle 8: Die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Kendall und Spearman sowie die adjustierten Bestimmtheitsmaße aus der „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ sowie dem Strukturmerkmal Fläche für die Nieder- Mittel- und Hochspannung im Jahr 2024.

615 Zwar ergeben sich Abhängigkeiten von Anzahlen und Leistungen bereits existierender sowie neuer Netzanschluss- und Einspeisepunkte auf der Hochspannungsebene, dies kann aber

¹⁷² E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 48, S. 49.

¹⁷³ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

aufgrund der geringen Anzahl an Betrachtungen in der Hochspannung statistisch nicht als statistisch gesichert angesehen werden. Ob eine hohe Vorbelastung der Netze durch existierende Netzanschlüsse und/oder durch die gleichzeitige Realisierungsnotwendigkeit von mehreren Netzanschlüssen, der Grund für die langen Netzanschlussdauern sind, muss auf der Grundlage der Erhebungen in den nächsten Jahren statistisch überprüft werden.¹⁷⁴ Diese Überprüfung muss bei einer erweiterten Datengrundlage in den kommenden Jahren immer wieder durchgeführt werden.

10.1.5 Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien) („Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ - Tenorziffer 6.2.5)

616 Tenorziffer 6.2.5 regelt die Bildung der Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ (im Folgenden „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“). Diese Kennzahl wird, wie auch die Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“, aus der Summe der Dauern für die Teilprozesse des Netzanschlussprozesses gebildet. Das Vorgehen sowie die Hintergründe zur Bildung der Teilprozesse und deren Auswirkungen entsprechen denen der Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“. Daher wird an dieser Stelle auf das Kapitel II.10.1.4 verwiesen. Hinsichtlich der Ausführungen zur Methodik, der zugrundeliegenden Überlegungen und Ergebnisse, wie beispielsweise die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede, wird auf die Ausführungen in Kapitel II.10.1.2 verwiesen. Auch im Rahmen der Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ werden „sonstigen Verbrauchseinrichtungen“ als Energiewendetechnologien verstanden. Insofern wird auf die Ausführungen in Kapitel II.10.1.3 verwiesen (vgl. insbesondere Rn. 572).

617 Zur Ermittlung der Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ werden ebenfalls die entsprechenden Daten aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung herangezogen. Für die Ermittlung der „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ für das Jahr 2024 wurden die folgenden Größen aus dem Erhebungsbogen zur

¹⁷⁴ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 51.

Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 verwendet:

- Teilprozess 1 – „Median der Dauer je Vorgang “vollständige/qualifizierte Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ von Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Elektrolyseuren, Speicher und sonstige Verbrauchseinrichtungen in der [...]“:
 - Niederspannung: 5.3.1,
 - Mittelspannung: 5.3.3 und
 - Hochspannung: 5.3.5.
- Teilprozess 2 – „Median der Dauer je Vorgang “Annahme der Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme/Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ von Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Elektrolyseuren, Speicher und sonstige Verbrauchseinrichtungen in der [...]“:
 - Niederspannung: 5.3.2,
 - Mittelspannung: 5.3.4 und
 - Hochspannung: 5.3.6.

618 Im Rahmen der Heranziehung dieser Daten aus dem Jahr 2024 ist zu beachten, dass bei der Berechnung der Anschlussdauern mangels einer Differenzierung in der Datenerhebung alle Vorgänge „sonstiger Verbrauchseinrichtungen“ ohne eine weitere Aufteilung nach Technologie einbezogen worden sind. Aus diesem Grund wurden bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte für das Jahr 2024 alle angegebenen „sonstigen Verbrauchseinrichtungen“ einbezogen. Das kann auch solche betreffen, die nach der zuvor beschriebenen Methodik nicht als Energiewendetechnologie einzuordnen sind. Für die kommenden Jahre wird die Datenerhebung angepasst, damit zukünftig entsprechend der beschriebenen Methodik nur noch die Verbrauchseinrichtungen in die Bildung der Kennzahlenwerte einbezogen werden, deren Netzanschluss dem Übergang von einer fossilen Energieversorgung zu einem nachhaltigen Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dient.

619 Für die Berechnung der Netzanschlussdauer ($\text{MinDauer}_{\text{VE}}$) wird, entsprechend der Kennzahl „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“, die Summe aus Teilprozess 1 und Teilprozess 2 je Spannungsebene gebildet, wobei auch hier die Umspannebenen der jeweils unteren Spannungsebene zugeordnet werden:

$$\text{MinDauer}_{\text{VE}} = \tilde{t}_{\text{Teilprozess 1}} + \tilde{t}_{\text{Teilprozess 2}}$$

- 620 Wie im Erhebungsbogen erfolgt die Angabe der Kennzahlenwerte jeweils in der Einheit Tage (d).
- 621 Die Überprüfung dieser Kennzahl hat ebenfalls ergeben, dass es sich um eine zur Beschreibung der Energiewendekompetenz geeignete Kennzahl handelt. In die Prüfungen sind dabei auch hier nur die Daten derjenigen Netzbetreiber eingeflossen, die mindestens eine Anzahl an eingegangenen Netzananschlussbegehren von zwei im Erhebungsbogen angegeben haben. Im Rahmen der gutachterlichen Betrachtung sind auch für diese Kennzahl dagegen nur die Daten der Netzbetreiber berücksichtigt worden, die mindestens zehn eingegangene Netzananschlussbegehren angeben haben.¹⁷⁵
- 622 Abbildung 14 zeigt die „Netzan Anschlussdauern Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ in Tagen in der Niederspannung für das Jahr 2024.
- 623 In der Niederspannung konnten die Verbrauchseinrichtungen und Speicher frühestens nach einem Tag angeschlossen werden. Der Mittelwert der Kennzahl „Netzan Anschlussdauern Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ betrug 42,77 Tage, der Median lag bei 31 Tagen. Der höchste Wert dieser Kennzahl lag bei 390 Tagen. Insgesamt konnten für 673 Netzbetreiber plausible Kennzahlwerte zur Kennzahl „Netzan Anschlussdauern Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien“ bestimmt werden.¹⁷⁶
- 624 Auch bei den Verbrauchseinrichtungen und Speichern lässt sich, wie auch bei den erneuerbaren Erzeugungsanlagen, aus dem höheren Mittelwert auf einzelne, stark verlängerte Prozesse schließen, wobei auch hier die Gründe für die Verlängerungen nicht aus dem Datensatz ersichtlich sind.¹⁷⁷

¹⁷⁵ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 48 ff.

¹⁷⁶ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

¹⁷⁷ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 48 ff.

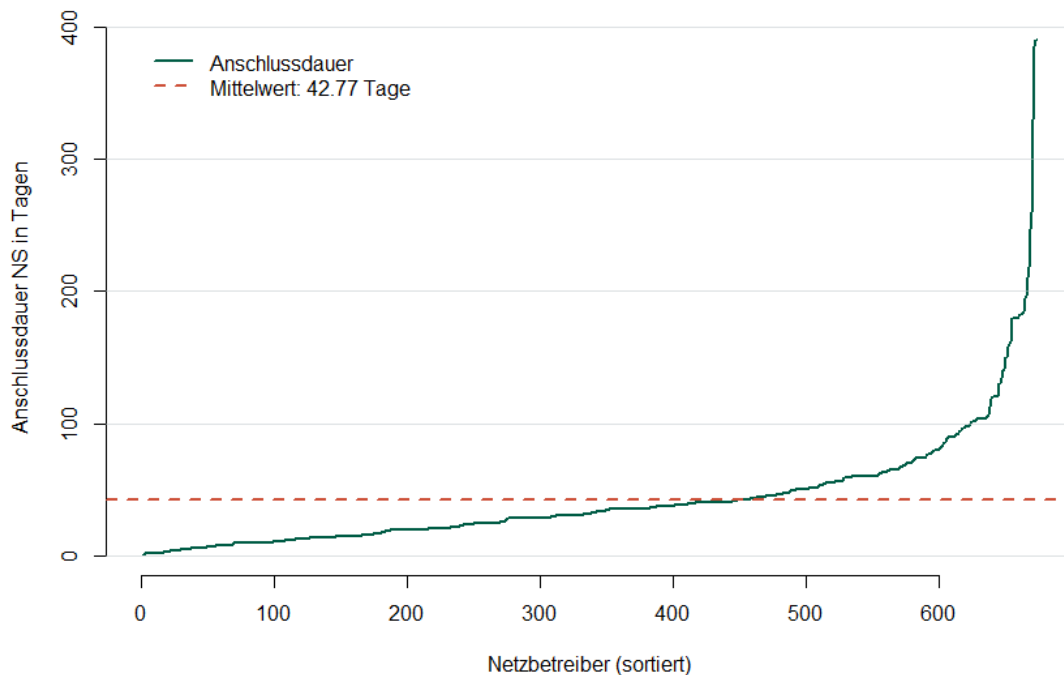


Abbildung 14: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Niederspannung für das Jahr 2024.

625 Abbildung 15 zeigt die „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in Tagen im Mittelspannungsnetz für das Jahr 2024.

626 Die Auswertung der Kennzahlenwerte zur „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ auf Basis des Datensatzes vom 8. Juni 2026 ergab für die Mittelspannung einen Median von 120 Tagen und einen Mittelwert von 172 Tagen. Der kürzeste ermittelte Netzanschluss einer zusätzlichen Verbrauchseinrichtung oder Speicher erfolgte nach zwei Tagen. Der höchste Kennzahlenwert zur Netzanschlussdauer betrug im Jahr 2024 773 Tage. Insgesamt konnten für 251 Netzbetreiber plausible Kennzahlenwerte zur Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ ermittelt werden.

627 Diese Ergebnisse sind auch hier aufgrund des grundsätzlich höheren Aufwands in der Mit-

telspannung und gegebenenfalls erforderlichen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen plausibel.¹⁷⁸

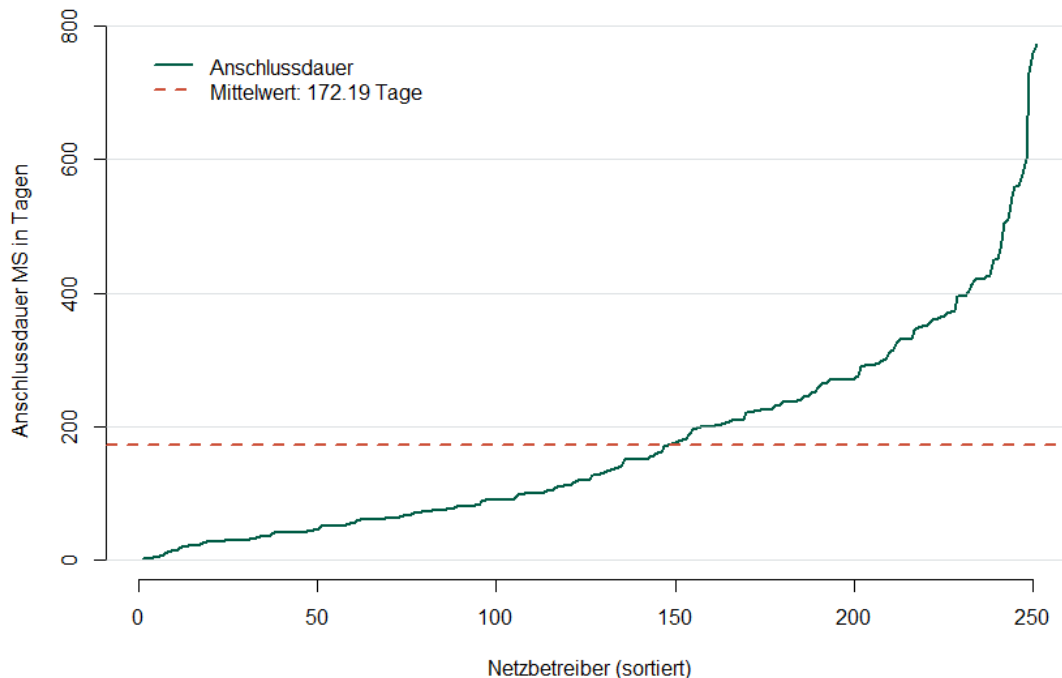


Abbildung 15: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

628 Abbildung 16 zeigt schließlich die „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in Tagen im Hochspannungsnetz für das Jahr 2024.

629 Für die Hochspannung ergab die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des Datensatzes vom 8. Juni 2026 erwartungsgemäß nochmals höhere Werte als in der Nieder- und Mittelspannung. Demnach konnte ein Netzanschluss frühestens nach 20 Tagen realisiert werden. Der Median der „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ lag in der Hochspannung bei 408 Tagen und der Mittelwert bei 615,11 Tagen (siehe Abbildung). Der höchste ermittelte Kennzahlenwert betrug 1.185 Tage. Für die Hochspannung konnten bei insgesamt 9 Netzbetreibern Kennzahlenwerte zur Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ ermittelt werden.

¹⁷⁸ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 49.

630 Auch diese Ergebnisse sind aufgrund der typischerweise hohen Komplexität von Netzan-
schlüssen in der Hochspannung als plausibel einzuordnen.¹⁷⁹

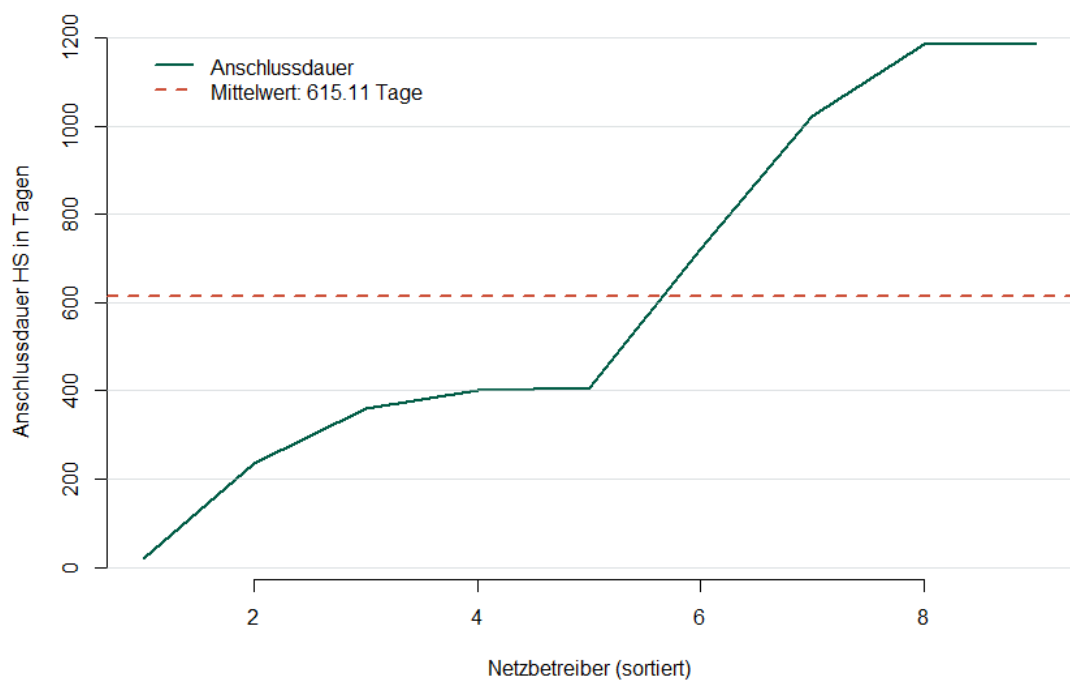


Abbildung 16: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Hochspannung für das Jahr 2024.

631 In Tabelle 9 sind die statistischen Kenngrößen zur Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ zusammengefasst. Für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung sind darin die Angaben zu den Minimalwerten (Min.), den Quartilswerten des 0,25-Quantils (1st Qu.) und des 0,75-Quantils (3rd Qu.), den Medianen, den Mittelwerten (Mean), den maximalen Netzanschlussdauern (Max.), den Standardabweichungen (SD) sowie der Anzahl der berücksichtigten Netzbetreiber (Anzahl).¹⁸⁰

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	1,000	2,000	20,000
1st Qu.	16,000	60,000	360,000
Median	31,000	120,000	408,000
Mean	42,765	172,191	615,111
3rd Qu.	51,000	251,500	1.022,000

¹⁷⁹ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.3, S. 51.
¹⁸⁰ Die Werte können von den im Gutachten ermittelten Werten abweichen, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem weiter plausibilisierten Datensatz mit Stand vom 8. Juni 2026.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Max.	390,000	773,000	1.185,000
SD	45,108	148,293	429,860
Anzahl	673	251	9

Tabelle 9: Zusammenfassung der „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung für das Jahr 2024.

632 Auch bei den Überprüfungen der „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ konnte kein Zusammenhang mit den Strukturparametern festgestellt werden, weshalb diese bei der Bildung der Kennzahl keine Berücksichtigung finden mussten.¹⁸¹ Hinsichtlich der Berechnungen wird aufgrund der Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf die Ausführungen in Kapitel II.10.1.4 verwiesen.

10.1.6 Monetarisierung (Tenorziffer 6.2.6)

633 Tenorziffer 6.2.6 regelt, dass die Regelungen, die hinsichtlich einer möglichen Ausgestaltung der Monetarisierung der Netzleistungsfähigkeit getroffen werden sollen, einer weiteren Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG vorbehalten bleiben. Bereits im Eckpunktetpapier Qualitätsregulierung hat die Beschlusskammer dazu ausgeführt, dass die Monetarisierung zeitlich nachgelagert in einem separaten Schritt erfolgen könne. Dieses angekündigte, schrittweise Vorgehen verfolgt die Beschlusskammer nach wie vor. Hierbei ist zu beachten, dass outputorientierte Kennzahlen im Rahmen der Netzanschlüsse eher einer Monetarisierung unterfallen als inputorientierte Kennzahlen wie bei der Digitalisierung. Grund dafür ist, dass ex ante nicht klar ist, welcher Digitalisierungsgrad optimal ist bzw. unterschiedliche Digitalisierungsgrade je nach Anforderungen in einem Netz auch sinnvoll erscheinen können. Aufgrund unterschiedlicher Wirkungszusammenhänge der Bestandteile der Netzleistungsfähigkeit ist es sinnvoll diese im Falle einer Monetarisierung einzeln auszugestalten und separat in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

634 Für die Energiewendekompetenz mit dem Indikator Netzanschlüsse wurde im E-Bridge Gutachten 2025 ein vollständiger Anreizmechanismus entwickelt, dessen Ergebnis mit dem Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit aufsummiert und als ein einheitliches Qualitätselement in die Erlösobergrenzenformel eingebracht werden könnte. Dieser setzt bei den, durch den Anschluss von erneuerbaren Energien sowie Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien, vermiedenen CO₂-Einsparungen an und bewertet diese netzbe-

¹⁸¹ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.6.2.

treiberindividuell nach ihrem zeitlichen und mengenmäßigen Erfolg. Hieraus lassen sich weitere Anteilsgrößen für jeden Netzbetreiber ermitteln, die in Kombination mit einem Anreizbudget als Zu- oder Abschläge in die Erlösobergrenze Eingang finden können.

635 Die Frage, ob die Netzleistungsfähigkeit grundsätzlich finanziell beanreizt werden sollte, wird in der vorliegenden Festlegung nicht entschieden. Denn auch bereits die Veröffentlichung von Kennzahlen hier hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit sollte schon zu einem Verhalten anreizen, welches die einschlägigen Fähigkeiten und Leistungen verbessert. Wie in der Festlegung RAMEN Strom ausgeführt, ermöglicht die Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten seitens der Bundesnetzagentur:

„[...] Einblicke in wichtige Bestandteile der Regulierung und ist zugleich selbst regulatorisches Element, insbesondere wenn und soweit eine Monetarisierung unterbleibt. So wird das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden vereinheitlicht. Die Beschlusskammer sieht die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber als geeignetes Instrument, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen. Die Basis dafür bildet die im Zuge der EnWG-Novelle 2021 geschaffene Transparenzregelung des § 23b Abs. 1 Nr. 10 EnWG. Hiernach kann die Regulierungsbehörde die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlenvorgaben zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich der zur Bestimmung der Strukturparameter erhobenen, geprüften und verwendeten Größen und der daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst und die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben wie auch die daraus resultierenden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen veröffentlichen. Damit erlaubt die Vorschrift eine Veröffentlichung einer Vielzahl an Werten, die im Rahmen der Qualitätsregulierung erhoben oder ermittelt werden.“

636 An dieser Bewertung hat sich nichts geändert. Allerdings sieht die Festlegung RAMEN Strom zugleich die Option vor, aus den ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten Kennzahlenvorgaben, hier Referenzwerte, zu entwickeln und bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Referenzwerten unter anderem Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorzunehmen, sofern hinreichend belastbare Daten vorliegen. Damit ist eine Monetarisierung grundsätzlich angelegt. Auch daran hält die Beschlusskammer grundsätzlich fest.

- 637 Dafür haben sich auch in den Workshops und Anhörungen zahlreiche Stimmen ausgesprochen, die darauf verweisen, dass eine reine Anreizsetzung über Transparenz auf Dauer keine ausreichende Wirkung haben werde. Andere Stimmen weisen darauf hin, dass der Verwaltungsaufwand, der erforderlich werden wird, um eine belastbare Datengrundlage für eine Monetarisierung zu erhalten in der Abwägung nicht vernachlässigt werden dürfe.
- 638 Die Beschlusskammer wird diese Abwägung mit der gebotenen Sorgfalt und auf Basis der möglichst zügig zu gewinnenden Erfahrungen bezüglich des Verwaltungsaufwands treffen. Sie wird dabei auch Fragen zu klären haben, ob es angemessen ist, durch ein Bonus-System oder ein Bonus-Malus-System letztlich den Nutzern von Netzen, in denen die Energiewendekompetenz besonders ausgeprägt ist, neben dem dafür ohnehin anfallenden Aufwand auch noch zusätzliche Kosten durch die Bonuszahlungen zuzumuten. Auch der umgekehrte Fall, eine schlechte Energiewendekompetenz durch einen Malus letztlich in niedrigeren Netzentgelten münden zu lassen, ist jedenfalls nicht selbstverständlich. Die naheliegende Konsequenz, Netzbetreiber mit einer geringen Energiewendekompetenz den Bonus der Netzbetreiber mit hoher Energiewendekompetenz finanzieren zu lassen, hat den Nachteil nochmals zusätzlichen bürokratischen Aufwand zu generieren. Gleichzeitig reizt ein Malus-Mechanismus die Netzbetreiber an ihre Energiekompetenz zu verbessern. Dies dürfte im Interesse der Netzkunden liegen. Angesichts solcher Fragen, die hier nur angerissen werden, erscheint es jedenfalls richtig, sich für die letzte Entscheidung über eine Monetarisierung der Energiewendekompetenz ausreichend Zeit einzuräumen.
- 639 Im E-Bridge Gutachten 2025 wird hierzu ein systematischer Ansatz zur Monetarisierung der Energiewendekompetenz vorgestellt. Demnach ist die Leistung und der Beitrag eines Verteilernetzbetreibers zur Energiewende in Form von Energieeinsparungen und insbesondere der CO₂-Vermeidung zu bewerten. Das E-Bridge Gutachten 2025 schlägt vor, Kennzahlen wie Umsetzungsquoten und Anschlussdauern in konkrete Leistungs- und Zeitfaktoren zu überführen. Diese Faktoren dienen als Grundlage, um die durch die jeweiligen Netzanschlüsse ermöglichte Menge an erneuerbarer Energie zu berechnen und weiter zu monetarisieren.¹⁸²
- 640 Der Kern des Ansatzes, wie er im E-Bridge Gutachten 2025 beschrieben wird, ist eine klare Verknüpfung zwischen der Performance des Verteilernetzbetreibers (Umsetzungsquote und

¹⁸² E-Bridge Gutachten 2025, S. 54-65.

Anschlussdauer) und ökologischer Wirkung (CO₂-Einsparung), um finanzielle Anreize für den Verteilernetzbetreiber zu schaffen, die zur Umsetzung der Energiewende beitragen.

- 641 Im Gegensatz zu den in den Stellungnahmen geäußerten Forderungen ist eine Anpassung der Berechnungsmethodik für die Kennzahlen „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ und „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher“ (Tenorziffer 6.2.4 und 6.2.5) nicht erforderlich. Die Sorge, nicht 100 Prozent im Vergleich erreichen zu können, betrifft die im E-Bridge Gutachten 2025 vorgeschlagenen Maßnahmen zum monetären Anreizmechanismus.¹⁸³ Sollte die Beschlusskammer zu einem späteren Zeitpunkt auf der Grundlage der Kennzahlen zur Energiewendekompetenz eine Monetarisierung einführen, wird sie auch die im E-Bridge Gutachten 2025 enthaltenen Vorschläge zum Anreizmechanismus im Allgemeinen sowie die spezifische Kennzahl „Zeitfaktor“ im Einzelnen bewerten und überprüfen.
- 642 In den Stellungnahmen des BNE, des BSW Solar, des vzbv, des BBEn und Germanwatch e. V. wurde vorgetragen, die erstmalige Erfassung der Netzleistungsfähigkeit sei ein richtiger Schritt, das Konzept der Energiewendekompetenz aber ohne monetäre Bewertung unvollständig. Die Beschlusskammer teilt zwar die Auffassung, dass eine Monetarisierung einen stärkeren Anreiz setzen würde, sieht aber auch bereits eine Anreizwirkung in der Veröffentlichung der Netzleistungsfähigkeitskennzahlen. Andere Stellungnehmende – insbesondere der BDEW – äußerten sich deutlich kritischer zu einer möglichen Monetarisierung und forderten, dass die Netzleistungsfähigkeit entweder nicht monetär bewertet oder, falls doch, nur im Rahmen eines Bonus-Systems berücksichtigt werden solle.
- 643 Die Beschlusskammer wird die Möglichkeit der Einführung eines monetären Anreizmechanismus auf Grundlage der Kennzahlen zur Netzleistungsfähigkeit und insbesondere zur Energiewendekompetenz prüfen und gegebenenfalls zum Gegenstand einer zeitlich nachgelagerten Festlegung machen. Ausgangspunkte können die im E-Bridge Gutachten 2025 dargelegten Vorschläge sein. In jedem Fall ist die Einführung eines solchen Anreizmechanismus laut Tenorziffer 6.2.6 einer weiteren Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG vorbehalten.
- 644 Mit Verweis auf das bestehende und allgemein anerkannte Bonus-/Malus-System im Bereich der Netzzuverlässigkeit kann die Beschlusskammer die Aussage in der Stellungnahme, dass ein Bonus-/Malus-System nicht sachlich gerechtfertigt sei und zu Fehlanreizen führe, nicht

¹⁸³ E-Bridge Gutachten 2025, S. 62.

nachvollziehen. Ebenso wenig kann sie die darauf basierende Begründung nachvollziehen, wonach Netzbetreiber dadurch möglicherweise gezwungen wären, kurzfristige, ineffiziente Maßnahmen zu ergreifen, um Strafen zu vermeiden, anstatt nachhaltige und langfristige Investitionen zu tätigen.

10.2. Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)

645 Die Bundesnetzagentur sieht in der Digitalisierung eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

646 Bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung wurde dazu ausgeführt:

„Sowohl die Digitalisierung, als auch die Standardisierung sollen zu einer Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Stromverteilernetze führen. Beide sind damit wesentliche Kompetenzen, um die zukünftigen Anforderungen beziehungsweise Funktionalitäten der Stromverteilernetze ausfüllen zu können. [...] Die aufgeführten Funktionalitäten setzen allerdings Kompetenzen voraus, die sich im Wesentlichen aus der Digitalisierung der Netze ergeben. Das bedeutet aber auch im Umkehrschluss, dass ohne eine ausreichende Digitalisierung der Netze die Funktionalitäten eines Smart Grids nicht erreichbar sind. Daher ist die Digitalisierung grundsätzlich und allgemein als Schlüssel zur Integration erneuerbarer Energien in Stromsysteme, zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromnetze und zur Senkung der Kosten für den Zugang zu Strom anzusehen und trägt damit zu einer beschleunigten und gerechteren Energiewende bei.¹⁸⁴ [...] Um diese Komplexität zu beherrschen, werden vermehrt intelligente Betriebsmittel und Softwarelösungen, Erfassung und Auswertung von Daten des Netzbetriebs, Automatisierung der Netzsteuerung und -eingriffe, zustandsbasierte (Fern-) Wartung von Netzkomponenten, auf Echtzeitdaten basierende Netzplanungs- und Simulationslösungen eingesetzt werden müssen.¹⁸⁵“

647 Auf Grund der wesentlichen Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende, werden Kennzahlen eingeführt, die den Digitalisierungsgrad eines jeden Netzbetreibers sowie den

¹⁸⁴ Energy Regulators Regional Association (ERRA), Glossary of Energy Transition Terms, Budapest, 04.2023, S. 7.

¹⁸⁵ Bundesnetzagentur, Digitale Transformation in den Netzsektoren, Aktuelle Entwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Bonn, 05.2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Digitalisierung/Grundsatzpapier/Digitalisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt aufgerufen am: 01.06.2026); Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, S. 18.

durchschnittlichen Digitalisierungsgrad aller Netzbetreiber in Deutschland in den für die Energiewende relevanten Bereichen abbilden. Diese Kennzahlen werden auch als Digitalisierungsindizes bezeichnet. Die Digitalisierungsindizes dienen zunächst nicht einer Bewertung mit anschließender Monetarisierung, da über das Maß der Notwendigkeit der Digitalisierung noch zu wenig bekannt ist. Das Ziel der Beschlusskammer ist zu diesem Zeitpunkt vielmehr, beispielsweise den beschriebenen Einsatz von Softwarelösungen, die Erfassung und Auswertung von Daten des Netzbetriebs oder auf Echtzeitdaten basierende Netzplanungs- und Simulationslösungen zu messen. Die Digitalisierungsindizes sollen aber auch für Transparenz in der Branche und damit für eine grobe Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander sorgen, um einen Anreiz für Weiterentwicklungen zu schaffen.

648 Damit ermöglichen die Digitalisierungsindizes neben der Bewertung des einzelnen Netzbetreibers und der Analyse von dessen konkreten Stärken und Handlungsfeldern, auch die strukturierte Einordnung in Bezug auf andere Netzbetreiber sowie die transparente Kommunikation von Fortschritten und Entwicklungspfaden innerhalb der Branche.¹⁸⁶

10.2.1 Kennzahlen (Tenorziffer 6.3.1)

649 Nach Tenorziffer 6.3.1 Satz 1 sind die Digitalisierungsindizes, die als Kennzahlen zur Bewertung der Digitalisierung als Bestandteil der Versorgungsqualität gebildet werden,

- die Spannungsebenenindizes,
- die Dimensionsindizes und
- der Gesamtindex.

650 Die Spannungsebenenindizes bilden dabei den Grad der Digitalisierung innerhalb der jeweils betriebenen Spannungsebenen ab. Sie bilden damit die unterste Ebene der Digitalisierungsindizes. Die Dimensionsindizes sind die darauffolgende Ebene und veranschaulichen den Grad der Digitalisierung eines Netzbetreibers in den verschiedenen, unten aufgeführten Dimensionen der Digitalisierung. Der Gesamtindex soll dagegen einen Gesamteindruck in Bezug auf den Grad der Digitalisierung liefern.

651 Im Rahmen der bisherigen Überlegungen wurden ebenfalls ein Index für die Nutzung von künstlicher Intelligenz (KI-Index) und ein Webportalindex auf der Ebene der Spannungsebenenindizes gebildet. Diese wurden für das Erhebungsjahr 2024 ermittelt und veröffentlicht.

¹⁸⁶ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.4.1, S. 14 ff.

Durch die Anpassungen des Erhebungsbogens für das Erhebungsjahr 2025 wurden die Fragen und Antwortmöglichkeiten so umgestaltet, dass der KI-Index in die Spannungsebenenindizes integriert werden kann und der Webportalindex direkt in den Dimensionsindex zum Kundenmanagement einfließen kann. Beide Indizes werden daher nicht mehr separat ausgewiesen. Die Fragen zur Nutzung von KI und die Fragen, die sich auf die Webportale beziehen, werden auch weiterhin abgefragt, sodass diese Themen weiterhin entsprechend Berücksichtigung finden.

- 652 Die Kennzahlen werden nach Satz 2 der Tenorziffer 6.3.1 sowohl netzbetreiberindividuell als auch deutschlandweit gebildet. Auf diese Weise erhält jeder Netzbetreiber grundsätzlich individuelle Spannungsebenenindizes, die zu Dimensionsindizes und einem Gesamtindex verrechnet werden. Lediglich in der Dimension Kundenmanagement werden keine Spannungsebenenindizes gebildet, sodass direkt ein Dimensionsindex ermittelt wird (vgl. dazu Kapitel II.10.2.2.4 Dimension Kundenmanagement (Tenorziffer 6.3.2 d.)). Zudem werden diese Aggregationsstufen auch über alle Netzbetreiber hinweg als Deutschlandwerte gebildet, sodass ein umfassender Überblick über den Entwicklungsstand der gesamten Branche entsteht. Insgesamt werden damit bis zu 14 Digitalisierungsindizes gebildet. Tenorziffer 3 bestimmt, dass auch die Digitalisierungsindizes als Kennzahlen veröffentlicht werden.
- 653 Die Digitalisierungsindizes werden aus den vom jeweiligen Netzbetreiber im Rahmen der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung zuvor übermittelten Daten ermittelt. Die Datenerhebung wird jährlich erfolgen. Denn solange keine monetäre Beanreizung zur Verbesserung der Digitalisierung gesetzt wird, erscheint es der Beschlusskammer wichtig, die Fortschritte oder einen Stillstand auf diesem Gebiet kontinuierlich zu erkennen und transparent zu machen. Gerade eine sichtbare Veränderung und ein sichtbarer Mangel an Fortschritt auf diesem Gebiet, können sinnvoll dazu motivieren, dem Thema Digitalisierung unternehmensspezifisch einen höheren Stellenwert zu geben.
- 654 Die Beschlusskammer wird sich bei der Erhebung der Daten vom Prinzip der Datensparsamkeit, der Vermeidung unnötigen Aufwands und der Möglichkeit zu Automatisierung leiten lassen. Die Beschlusskammer wird daher die zur Bildung der Digitalisierungsindizes notwendigen Daten per Festlegung bestimmen und kann daher jederzeit nachsteuern. Sie wird, wie für das Erhebungsjahr 2024 bereits erfolgt, die praktische Erhebung und Übermittlung der Daten in den schon etablierten Monitoringprozess integrieren. Auch wird die Beschlusskam-

mer die Anstrengung unternehmen, die Datenübermittlung an die Bundesnetzagentur generell einfacher und automatisierbar zu gestalten und dabei der Datenerhebung für das Qualitätselement idealerweise eine Vorreiterrolle einräumen.

655 Die Beschlusskammer hat verschiedene Alternativen erwogen, wie mit eventuell fehlenden oder grob fehlerhaften Angaben umzugehen wäre. Eine Möglichkeit wäre, wie auch im E-Bridge Gutachten 2025 angenommen, alle fehlenden Angaben mit der schlechtesten Antwortmöglichkeit zu bewerten.¹⁸⁷ Bei diesem Vorgehen würde zwar jeder Netzbetreiber einen Gesamtindex erhalten, jedoch würde ihm unterstellt, in der entsprechenden Frage keinen Digitalisierungsfortschritt erzielt zu haben. Dies könnte einen Anreiz setzen, Daten künftig zu übermitteln, wenn der Netzbetreiber möglicherweise besser abgeschnitten hätte, wenn er das Feld ausgefüllt hätte.

656 Ein solches Vorgehen könnte allerdings das Gesamtbild über den Digitalisierungsstand verzerren. Zudem würde es bei dieser Methode in den weiteren Berechnungen schwierig, zwischen tatsächlich übermittelten und unterstellten Antworten zu unterscheiden.¹⁸⁸

657 Die Beschlusskammer hat daher auch erwogen, lediglich in den Veröffentlichungen der Digitalisierungsindizes die Tatsache, dass keine oder unvollständige Daten übermittelt wurden, transparent zu machen. Dagegen spricht allerdings, dass auch schlechte Vorbilder einen gewissen Vorbildcharakter haben können. Die Beschlusskammer entscheidet sich beim heutigen Stand gleichwohl für die einfache Transparenzmachung fehlender Angaben, weil dies deutlich besser zum methodischen Vorgehen passt, die Digitalisierung zumindest im ersten Schritt allein über Transparenz als Qualitätsmerkmal sichtbar zu machen. Außerdem geht die Beschlusskammer davon aus, dass den Netzbetreibern die Bedeutung der Digitalisierung sehr bewusst ist und sie deshalb auch eine intrinsische Motivation haben, den Stand und die Fortschritte auf diesem Gebiet der Öffentlichkeit zugänglich zu machen.

658 Im Rahmen der Datenerhebung wird dem Netzbetreiber für den Fall, dass Daten noch nicht vorliegen und nicht ermittelt werden können, vorerst gestattet werden, diese Daten zu berechnen oder möglichst exakt zu schätzen. Die Ermittlung der Daten wird gegenüber der Bundesnetzagentur auf Anfrage zu dokumentieren und in den Erläuterungen zum Erhebungsbogen mit Verweis auf das entsprechende Datum zu erläutern sein. Werden Daten vom Netzbetreiber berechnet oder geschätzt, fließen diese Werte aufgrund ihrer möglichst

¹⁸⁷ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.4.1, S. 13.

¹⁸⁸ E-Bridge Gutachten 2025, Kapitel 2.4.1, S. 13.

exakten Ermittlung in die Berechnung der Digitalisierungsindizes ein. Eine Differenzierung zwischen berechneten, geschätzten und gemessenen Werten erfolgt bei den Ermittlungen der Indizes vorerst nicht. Damit teilt die Bundesnetzagentur nicht die Auffassung einiger Stellungnehmender, dass zwischen geschätzten und gemessenen Werten differenziert werden müsse.

659 Entgegen der Meinung einiger Netzbetreiber, der Digitalisierungsindex sei regulatorisch nicht wirksam, ist die Beschlusskammer überzeugt, dass die Veröffentlichung in 2025 der Werte aus dem betrachteten Jahr 2024 bereits ein Zeichen setzt und die Bedeutung der Digitalisierung betont. Weiterhin ermöglichen die Digitalisierungsindizes den direkten Vergleich zwischen Netzbetreibern und schaffen unter anderem Investitionsanreize. Zwar weisen Netzbetreiber – vergleichbar mit Unternehmen aus den anderen Branchen – individuelle Unterschiede in Prozess- und Ausgabenbereichen auf, sie haben aber im Grundsatz eine vergleichbare Versorgungsaufgabe, sodass die Indexgestaltung für alle in gleichem Maße anwendbar ist.

10.2.2 Dimensionen der Digitalisierung (Tenorziffer 6.3.2)

660 Zum Zwecke der Entwicklung der Digitalisierungsindizes wurden zunächst vier Dimensionen der Digitalisierung identifiziert, innerhalb derer die Digitalisierungsindizes gebildet werden und die einen besonders positiven Einfluss unter anderem auf die Energiewendekompetenz der Verteilernetzbetreiber haben. Diese Dimensionen sind: Smart Grids, Digitale Prozesse und Systeme, Datenmanagement und Analyse sowie Kundenmanagement.

661 Abbildung 17 zeigt die Dimensionen und die Zusammensetzung des Gesamtindex grafisch.

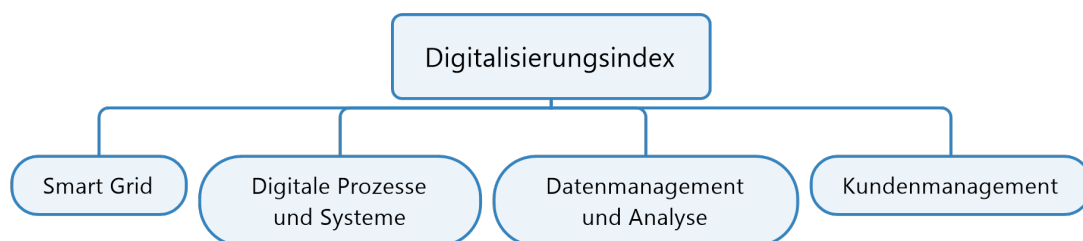


Abbildung 17: Die vier Dimensionen des Digitalisierungsindex (Gesamtindex).

662 Über die vier zunächst identifizierten Dimensionen hinaus sind in Zukunft weitere Dimensionen zur Bewertung des Digitalisierungsgrades eines Netzbetreibers denkbar. Solche weiteren Dimensionen der Digitalisierung sind bereits im Eckpunktepapier Qualitätsregulierung

als Funktionalitäten der Digitalisierung aufgeführt. Dazu zählen beispielsweise die bedarfsgerechte Datenbereitstellung für alle Akteure, die vollständige Datenabbildung des Netzes in Echtzeit, die Interoperabilität von Sensorik und Aktorik, die netzzustandsadaptive Schutztechnik oder die Cybersicherheit. Zunächst werden jedoch lediglich die vier identifizierten Dimensionen für die Ermittlung der Digitalisierungsindizes herangezogen. Die Heranziehung weiterer Dimensionen zur Ermittlung weiterer Digitalisierungsindizes nach der im Folgenden beschriebenen Methodik, bleibt der Bundesnetzagentur unbenommen.

10.2.2.1 Dimension Smart Grids (Tenorziffer 6.3.2 1.)

663 Im Rahmen der zunächst identifizierten Dimensionen ist die Dimension Smart Grids gewählt worden, da diese Dimension aus Sicht der Beschlusskammer erhebliche Auswirkungen auf die Energiewendekompetenz eines jeden Netzbetreibers hat. Wie beschrieben, kann die Definition eines Smart Grids so weit gefasst werden, dass sie durch Funktionalitäten beschrieben werden muss. Diese Funktionalitäten ergeben sich, auch nach der Auffassung der Beschlusskammer, im Wesentlichen aus der Digitalisierung der Netze. Aus diesem Grund wird die Dimension Smart Grids im Sinne der vorliegenden Festlegung zunächst definiert als die Beobachtbarkeit des Netzzustands und die Steuerbarkeit von Anlagen. Dass der Begriff des Smart Grids wesentlich mehr als diese beiden Aspekte umfassen kann, ist der Beschlusskammer bewusst, bleibt an dieser Stelle jedoch außen vor. Die Netztransparenz und eine Echtzeitsteuerung ermöglichen die Integration höherer Mengen volatiler Erzeugungsanlagen und flexibler Verbraucher, bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität.

664 Um eine Methodik für diese Dimension zu bestimmen, wurden die Fragen 7.1 bis 7.5 aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 herangezogen. Dabei wird auf die Beobachtbarkeit und zentrale Steuerbarkeit der Betriebsmittel sowie die fernwirktechnische Einbindung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen in die Leitwarte abgestellt. Da die Beschlusskammer die Digitalisierung dieser Fähigkeiten als notwendige Voraussetzung für die Ausprägung insbesondere der Energiewendekompetenz sieht, sind Fragen hierzu gestellt und ausgewertet worden. Gerade die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Betriebsmittel und Anlagen ermöglicht den effizienten Anschluss zusätzlicher Anlagen.

10.2.2.2 Dimension Digitale Prozesse und Systeme (Tenorziffer 6.3.2 2.)

665 Die Dimension Digitale Prozesse und Systeme ist gewählt worden, da digitalisierte Prozesse

und Systeme beim Netzbetreiber unter anderem zu einer Beschleunigung von Netzan-
schlussprüfungen und Planungsprozessen sowie zu einer besseren Prognosequalität führen,
wodurch ein zügigerer Infrastrukturausbau ermöglicht wird. Entsprechend wird die Dimen-
sion Digitale Prozesse und Systeme zunächst mit Kennzahlen zu Prognosen der Netzauslas-
tung, automatisierter Netzplanung und KI-gestützter Planungsprozesse ausgefüllt.

666 Um eine Methodik für diese Dimension zu bestimmen, wurden daher die Fragen 6.3, 6.4 und
7.6 aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 heran-
gezogen. Dabei wurde die Nutzung von Software zur automatisierten Netzplanung, die Prog-
nosefähigkeit in Bezug auf die Netzauslastung sowie die Nutzung künstlicher Intelligenz in
Betriebsprozesse einbezogen. Auch diese Fähigkeiten sind aus Sicht der Beschlusskammer
notwendige Voraussetzung für die Ausprägung insbesondere der Energiewendekompetenz,
weshalb diese Fragen gestellt und ausgewertet worden sind. Gerade die Digitalisierung von
Prozessen und Systemen ermöglicht den effizienten Anschluss zusätzlicher Anlagen.

10.2.2.3 Dimension Datenmanagement und Analyse (Tenorziffer 6.3.2 3.)

667 Die Dimension Datenmanagement und Analyse erfasst zunächst digitale Netzpläne und eine
zeitreihenbasierte Netzplanung. Beide Aspekte haben einen erheblichen, positiven Einfluss
auf die Energiewende, da die zeitreihenbasierten Analysen die Planung auf Basis realer Ein-
speise- und Lastverläufe ermöglichen und digitale Netzmodelle die Voraussetzung für prä-
zise und automatisierbare Anschlussprüfungen und Lastflusssimulationen sind.

668 Um eine Methodik für diese Dimension zu bestimmen, wurden die Fragen 6.1, 6.2 und 6.5
aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 herangezo-
gen. Dabei wurde das Vorliegen der Netzpläne in digitaler Form, also GIS basiert, von Netz-
berechnungsprogrammen und die Nutzung zeitreihenbasierter Verfahren zur Netzplanung
einbezogen. Auch diese Fähigkeiten sind aus Sicht der Beschlusskammer wieder notwendige
Voraussetzung für die Ausprägung insbesondere der Energiewendekompetenz, weshalb
diese Fragen gestellt und ausgewertet worden sind.

10.2.2.4 Dimension Kundenmanagement (Tenorziffer 6.3.2 4.)

669 Die Dimension Kundenmanagement erfasst zunächst digitale Portale und die unverbindliche
Netzanschlussprüfung, da diese frühzeitige Information über Netzkapazitäten bieten, die
zielgerichtete Investitionsentscheidungen bei Kunden ermöglicht und die Netzbetreiber ent-
lastet.

670 Um eine Methodik für diese Dimension zu bestimmen, wurden die Fragen 6.6, 8.1, 8.3, 8.5

und 8.6 aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung für das abgefragte Jahr 2024 herangezogen. Dabei wurde insbesondere auf das Vorhandensein von Möglichkeit zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft und zur Stellung von unter anderem Netzanschlussbegehren über Webportale abgestellt. Da die Beschlusskammer die Digitalisierung dieser Fähigkeiten als notwendige Voraussetzung für die Ausprägung insbesondere der Energiewendekompetenz sieht, sind Fragen hierzu gestellt und ausgewertet worden. Gerade die Zurverfügungstellung von digitalen Lösungen zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft, aber auch von Netzanschlussportalen, ermöglicht den beschleunigten und effizienten Anschluss zusätzlicher Anlagen.

671 Bei der Berechnung des Digitalisierungsindex aus den Daten des Jahres 2024 weicht die Beschlusskammer in der vorliegenden Festlegung von der Auswahl der einbezogenen Fragen durch den wissenschaftlichen Begleiter im E-Bridge Gutachten 2025 ab. Dieser bezieht die Fragen 6.6, 8.2, 8.3 in die Auswertung der Dimension Kundenmanagement mit ein. Die Formulierung der Frage 8.2 „Werden bei Ihrem Webportal die Inhalte des BDEW-Leitfadens zur Umsetzung der rechtlichen Vorgaben nach § 8 Abs. 7 EEG und §§ 6, 19 NAV hinsichtlich der Beschleunigung von Netzanschlüssen in der Niederspannung verwendet?“ spiegelte eine Standardisierung der Netzanschlussprozesse nicht deutlich genug wider. Da die Beschlusskammer dieser Form der Standardisierung aber einen positiven Effekt für das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und seinen Kunden zuschreibt, werden die Antworten auf die aktualisierte Frage, die sich auf die ausschließliche Nutzung der Daten aus dem VDE/FNN Datensatz bezieht, in der Dimension Kundenmanagement ab der Datenerhebung für das Kalenderjahr 2025 berücksichtigt.

672 Im Gegensatz zur Ermittlungsmethode, die im E-Bridge Gutachten 2025 beschrieben ist, bezieht die Beschlusskammer für die Ermittlung der Indizes in der Dimension Kundenmanagement noch die Fragen 8.1, 8.5 und 8.6 mit ein. Alle drei Fragen stehen aus Sicht der Beschlusskammer in unmittelbarem Zusammenhang zur Digitalisierung im Bereich des Kundenmanagements. Wie bereits beschrieben, wird dabei die Antwort auf die Frage 8.1: „Wie viel Prozent der Netzanschlussbegehren werden bei Ihnen noch schriftlich gestellt?“ invertiert, also der Umkehrschluss aus der gegebenen Antwort einbezogen, sodass der Anteil der digital gestellten Anträge in die Auswertung einfließt. Damit die gestellte Frage den direkten Bezug zum Kunden über das Webportal hervorhebt und keine Invertierung der Antworten für die Aus-

wertung notwendig wird, wurde die Frage in der Datenerhebung für das abgefragte Kalenderjahr 2025, also in der Datenerhebung in 2026, wie folgt umformuliert: „Wie viel Prozent der Netzanschlussbegehren werden bei Ihnen über das Webportal gestellt?“. Bei der Frage 8.6 geht es um die Fortschritte und die geplanten Weiterentwicklungen im Bereich der Netzanschlussportale und damit um die digitalisierte Schnittstelle zum Kunden. Auf die Frage 8.5 über die Realisierung der Ziele durch die Errichtung eines Webportals wurde ab der Datenerhebung für das Kalenderjahr 2025 verzichtet, da diese Frage ein einmaliges Ereignis beschreibt und die regelmäßige Abfrage dieses Datenpunkts keinen informatorischen Mehrwert mit sich bringt.

10.2.3 Netzbetreiberindividuelle Indizes der Spannungsebenen (Tenorziffer 6.3.3)

673 In Tenorziffer 6.3.3 wird die Ermittlung der netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen geregelt. Die netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen stellen die kleinste Einheit dar, die als Digitalisierungsindizes gebildet wird. Sie beschreiben die Kennzahlenwerte, die der einzelne Netzbetreiber innerhalb der vier identifizierten Dimensionen der Digitalisierung in jeder Spannungsebene erreicht. Zu diesem Zwecke werden in der Datenabfrage spezifische Daten für jede Spannungsebene separat erhoben. Betreibt ein Netzbetreiber eine Spannungsebene nicht, wird diese bei der Ermittlung nicht berücksichtigt.

674 Bei einigen Fragen wurden bisher auch die Umspannebenen abgefragt. Da das jedoch nicht bei allen Fragen der Fall war, werden die Umspannebenen, in Übereinstimmung mit dem technischen Verständnis der Umspannebenen und der Zuordnung in Entgeltfragen, der jeweils unteren Spannungsebene zugeordnet. Umspannebenen waren beispielsweise in den Erhebungsbögen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung in 2025 und 2026 für die Dimension Smart Grids relevant. Für die Dimension Smart Grids wurden die Umspannebenen aufgrund der unterschiedlichen Anknüpfungspunkte (zum Beispiel Transformatoren in den Umspannebenen und die Stromkreislänge in den übrigen Netzebene) separat abgefragt. Für die Ermittlung der Spannungsebenenindizes in der Dimension Smart Grids, werden die Umspannebenen dann aber auch in der unteren Spannungsebene berücksichtigt. In den Dimensionen Digitale Prozesse und Systeme sowie Datenmanagement und Analyse können die Umspannebenen, wie in den Definitionen erläutert, bereits durch den Netzbetreiber in der Abfrage in der unteren Spannungsebene berücksichtigt werden. Eine gesonderte Abfrage der Umspannebenen ist in diesen beiden Dimensionen nicht notwendig.

Dementsprechend bestehen die Dimensionen Smart Grids, Digitale Prozesse und System und Datenmanagement und Analyse aus drei Teilbereichen:

- Niederspannung und ggf. die Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung (NS + MS/NS),
- Mittelspannung und ggf. die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (MS + HS/MS) und
- Hochspannung und ggf. die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung (HS + HöS/HS).

Die Differenzierung nach Spannungsebenen bei den Dimensionen des Digitalisierungsindizes ist grafisch in Abbildung 18 dargestellt.

Die in der hellgrauen Schattierung hervorgehobenen Spannungsebenen und Umspannebenen sind im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung in 2026 nicht enthalten, jedoch bei späteren Datenabfragen vorstellbar.

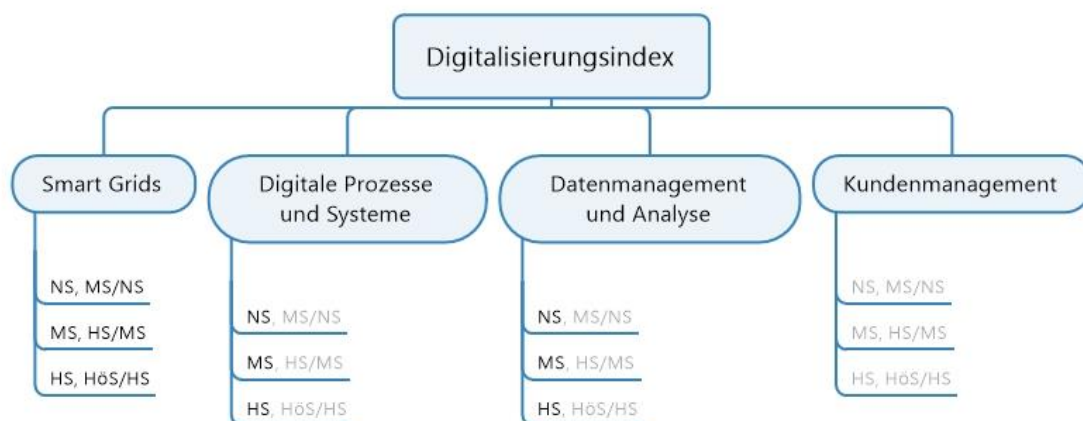


Abbildung 18: Dimensionen der Digitalisierung erweitert um die Indizes der Spannungsebenen.

Für die Bildung der Indizes für die Spannungsebenen wird nach Tenorziffer 6.3.3 Satz 3 der Mittelwert der jeweils zu den entsprechenden Fragen übermittelten Antworten im Erhebungsbogen der zuvor erfolgten Datenerhebung gebildet. Eine Ausnahme dazu stellt nach Tenorziffer 6.3.3 Satz 4 die Einbeziehung der Fragen zur Nutzung von KI-Anwendungen dar. Die entsprechenden Ja-Antworten auf die Frage zur Nutzung von KI gehen als eine Antwort in die Mittelwertbildung ein, sodass dieser Fragenkomplex gewichtet wird (ja-Antworten/Anzahl der Anwendungsbereiche). Diese Gewichtung soll dazu dienen, dass die Nutzung von KI nicht überproportional in die Mittelwertbildung einfließt. Dieser Mittelwert bildet den

sogenannten Score. In einer Stellungnahme zum E-Bridge Gutachten 2025 wurde vorgetragen, dass die mehrfache Mittelwertbildung die Aussagekraft des Index einschränken würde („Verwässerungseffekt“). Dem ist entgegen zu halten, dass die Beschlusskammer auch die Indizes der einzelnen Dimensionen pro Spannungsebene je Netzbetreiber veröffentlichen wird. Somit ist die Aussagekraft gerade nicht eingeschränkt. Die Verdichtung von Informationen über eine Mittelwertbildung ist zudem ein übliches Verfahren in der Statistik. Auch wird eine Vergleichbarkeit durch die Gewichtung mit den Stromkreislängen sichergestellt.

679 Da die Antworten des Erhebungsbogens in unterschiedlichen Abstufungen vorliegen, wurden diese, wie folgt, in numerische Werte umkodiert, um daraus den Mittelwert bilden zu können (in Klammern ist jeweils die Nummerierung der Fragen aus dem Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung 2024 angegeben):

- Zweistufige Antwortmöglichkeiten (Fragen 6.2-6.6, 7.6 und 8.5-8.6):
 - Ja = 1
 - Nein = 0
- Dreistufige Antwortmöglichkeiten in der Frage 8.3:
 - Ja = 1
 - Geplant = 0.5
 - Nein = 0
- Antwortmöglichkeiten in Prozent-Schritten (0 %, 10 %, ..., 90 %, 100 %) in den Fragen 6.1, 7.1-7.5 und 8.1:
 - 0 % = 0
 - 10 % = 0,1
 - ...
 - 90 % = 0,9
 - 100 % = 1
- Die Antwortmöglichkeit der Frage 8.1 („Wie viel Prozent der Netzanschlussbegehren werden bei Ihnen noch schriftlich gestellt?“) musste invertiert werden, um einen Zusammenhang zur Digitalisierung herstellen zu können. Denn je höher die Antwort zu dieser Frage ist, desto weniger wird in diesen Fällen digital gearbeitet. Aus diesem Grund wird erfolgt die Kodierung dergestalt, dass die jeweilige Antwort von eins subtrahiert wird (vgl. die Erklärung zur Änderung dieser Frage unter Randnummer 672671).

- Im Erhebungsbogen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung in 2026 wurden die Antwortmöglichkeiten auf die Frage 7.2 „Nehmen Sie eine Prognose der Netzauslastung (Netzführung) vor?“ von Ja/Nein auf zeitliche Intervalle (stündlich, täglich, jährlich) erweitert. Nach dem heutigen Stand wird der Turnus der Prognose für die Netzauslastung keinen Einfluss auf den Digitalisierungsindex haben, denn alle positiven Antworten werden mit der gleichen Punktezahl bewertet:

- Ja, stündlich = 1
- Ja, täglich = 1
- Ja, jährlich = 1
- Nein = 0

680 Um den Mittelwert zu bilden, werden die numerischen Werte addiert und durch die Anzahl der einbezogenen Fragen dividiert. Aufgrund der oben beschriebenen Kodierung liegen alle Antworten zwischen 0 und 1. Dies führt zu einem Gesamtwert zwischen 0 und 1, der als Prozentwert interpretiert werden kann. Der jeweilige Prozentwert bildet die Indizes der Spannungsebenen ab.

681 Zur Ermittlung der deutschlandweiten Indizes für die Spannungsebenen werden die Mittelwerte der jeweiligen netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen gebildet.

682 Nach Tenorziffer 6.3.3 Satz 5 werden zur Ermittlung des Dimensionsindex für die Dimension Kundenmanagement dagegen keine separaten Indizes der Spannungsebenen gebildet, da die zu den entsprechenden Fragen übermittelten Antworten im Erhebungsbogen der Datenerhebung nach Tenorziffer 4 nach Maßgabe der Tenorziffer 6.3.4 direkt in den Dimensionsindex einfließen.

10.2.4 Netzbetreiberindividuelle Dimensionsindizes (Tenorziffern 6.3.4 bis 6.3.8)

683 Zur Bildung der netzbetreiberindividuellen Dimensionsindizes werden die netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen herangezogen und mit der Stromkreislänge gewichtet. Dazu werden zunächst innerhalb jeder der vier Dimension der Digitalisierung die einzelnen Scores der netzbetreiberindividuellen Indizes für die Spannungsebenen mit der Stromkreislänge der jeweiligen Spannungsebene multipliziert und aufaddiert. Das Ergebnis wird dann wiederum durch die Gesamtstromkreislänge aller Spannungsebenen dividiert.

684 Eine geeignete Gewichtung ist an dieser Stelle erforderlich, um Verzerrungen zu vermeiden, die entstehen könnten, wenn die vom Netzbetreiber betriebenen Leitungskilometer in den einzelnen Spannungsebenen variieren. Als Gewichtungsgröße hat sich die Stromkreislänge

als am besten geeignet erwiesen. Die Stromkreislänge beschreibt das Elektrizitätsnetz hinsichtlich seiner Ausdehnung. Zudem ist die Stromkreislänge eine bewährte Größe, die den Netzbetreibern bekannt ist, da sie auch im Rahmen der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung abgefragt worden ist.

685 Die Stromkreislänge besitzt als Gewichtungsfaktor die Eigenschaft die unterschiedlichen Größen der Netzebenen im Gesamtnetz abzubilden. Da nicht jede Spannungsebene beispielsweise Letztverbraucher aufweist, sind Strukturparameter, wie etwa Endkunden oder Anschlusspunkte, in diesem Zusammenhang ungeeignet. Die Stromkreislänge hingegen ist zudem geeignet, da die Anteile der Spannungsebenen am Gesamtnetz daraus unmittelbar ableiten lassen.

686 Andere Strukturparameter, wie etwa die Leistungs- oder Lastgrößen oder die Anzahl der Letztverbraucher, haben sich im Vergleich zur Stromkreislänge als weniger geeignet erwiesen.

687 Bei einigen Fragen im Erhebungsbogen erfolgte eine Aufteilung nach der Spannungsebene. Mehrere Indizes dieser Spannungsebenen bilden den Dimensionsindex. Dafür mussten die den Spannungsebenen zugeordneten Angaben zur Digitalisierung in geeigneter Weise zusammengefasst werden. Eine geeignete Methode zur Zusammenfassung von Größen ist die Bildung eines Mittelwerts, bei dem jedes Element das gleiche Gewicht erhält. Da die Spannungsebenen bei Netzbetreibern jedoch oft unterschiedliche Größen (z. B. in Bezug auf Länge, Kosten oder Kundenanzahl) aufweisen, musste eine Gewichtung vorgenommen werden. Dies dient dem Zweck der Normierung und Vergleichbarkeit.

688 Das gilt ohne Einschränkungen für die Indizes der Dimensionen Smart Grids, Digitale Prozesse und Systeme, Datenmanagement und Analyse.

689 Zur Ermittlung der deutschlandweiten Dimensionsindizes werden die Mittelwerte der jeweiligen netzbetreiberindividuellen Indizes für die Spannungsebenen gebildet.

10.2.5 Netzbetreiberindividueller Gesamtindex (Tenorziffer 6.3.9)

690 Tenorziffer zu 6.3.9 beschreibt den netzbetreiberindividuellen Gesamtindex. Dieser Gesamtindex wird als ungewichtetes arithmetisches Mittel der Dimensionsindizes berechnet und wird für jeden Netzbetreiber jährlich durch die Bundesnetzagentur gebildet.

10.2.6 Deutschlandweiter Digitalisierungsindex (Tenorziffer 6.3.10)

691 Tenorziffer 6.3.10 beschreibt den deutschlandweiten Digitalisierungsindex. Dieser Gesamtindex wird als ungewichtetes arithmetisches Mittel aus den netzbetreiberindividuellen Gesamtindizes aller Netzbetreiber im Bundesgebiet berechnet und jährlich von der Bundesnetzagentur gebildet.

11. Gesamtabwägung

- 692 Die Beschlusskammer kommt bei der Gesamtbetrachtung der vorliegenden Methodenfestlegung zu dem Ergebnis, dass es sich um sachgerechte Vorgaben für die Qualitätsregulierung handelt. Die vorliegende Festlegung dient der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund.
- 693 Die Gewährleistung einer möglichst sicheren Energieversorgung ist eines der ranghöchsten Güter Deutschlands.¹⁸⁹ In der Regel sind daher -neben Maßnahmen, die auf andere Akteure der Energiewirtschaft zielen – sowohl direkte ordnungsrechtliche Vorgaben an die Netzbetreiber (also beispielsweise Vorgaben zur Netzausbauplanung oder (in anderer Rolle) Vorgaben über den Rollout von Smart Metern) als auch ergänzende ökonomische Anreize zum Erhalt der Versorgungssicherheit angemessen. Die vorliegende Festlegung leistet einen Beitrag zur möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG. Die hier aufgestellten Vorgaben für eine Qualitätsregulierung dienen vernünftigen Erwägungen des Gemeinwohls.¹⁹⁰ Die in der Methodenfestlegung vorgesehenen Instrumente sind auch geeignet und erforderlich, dieses Ziel zu erreichen. Indem das System der Qualitätsbemessung so gestaltet ist, dass ein Netzbetreiber die ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann, wird den Grundsätzen des § 21a EnWG zur Wirksamkeit verholffen. Die Vorgaben werden hier zu einem möglichst frühen Zeitpunkt wirksam.
- 694 Sie fallen für alle Netzbetreiber im Regelverfahren einheitlich aus. Für Kleinstnetzbetreiber und Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren im Sinne der Festlegung RAMEN Strom werden für die Netzzuverlässigkeit keine Qualitätsregelungen vorgegeben. Damit wird dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Rechnung getragen. Die Zuverlässigkeitskennwerte dieser Netzbetreiber sind auf einem akzeptablen Niveau verblieben, obwohl diesen Unternehmen schon

¹⁸⁹ BVerfGE 25, 1 (16); 30, 292 (323 f.) wonach es sich bei der sicheren Energieversorgung um ein „Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“ handelt.

¹⁹⁰ Zur Energieversorgung als "Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges": BVerfG, Urteil vom 21.12.2009, BvR 2738/08.

in den bisherigen vier Regulierungsperioden keine Teilnahme an der Qualitätsregulierung vorgegeben wurde. Diese Abwägungsentscheidung gegen eine Ausweitung des Zuverlässigkeitselements ist vom heutigen Stand geprägt und bedarf der regelmäßigen Überprüfung im Interesse der Netznutzer.

695 Im Gegenzug ist aus dieser Abwägung zugunsten der Unternehmen des vereinfachten Verfahrens und dem anhaltend guten Niveau der Netzzuverlässigkeit in Bezug auf die Unternehmen des Regelverfahrens nicht zu schließen, dass eine Beibehaltung des Zuverlässigkeitselements diesen gegenüber unverhältnismäßig wäre. Zum einen ist bei den Unternehmen die Netzzuverlässigkeit inzwischen Teil eines etablierten Verfahrens, dessen bürokratischer Aufwand beherrschbar ist und durch diese Festlegung noch verringert wird. Zum anderen ist das Zuverlässigkeitselement so gestaltet, dass es für die Unternehmen auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten generiert; eine Streichung wäre insofern für die Branche ambivalent. Schließlich ist die Abwägungsentscheidung spiegelbildlich gegenüber derjenigen bezüglich der Unternehmen im vereinfachten Verfahren strukturiert. Während dort abzuwägen war, ob die Situation eine Einführung erforderlich macht, gilt es in Bezug auf die Unternehmen des Regelverfahrens zu entscheiden, ob die Situation eine Abschaffung des Regelverfahrens vertretbar erscheinen lässt. Das hat die Beschlusskammer angesichts der überragenden Bedeutung der Versorgungssicherheit nicht bejahen können. Zwar sind die Zuverlässigkeitswerte gut. Angesichts des mit dem System der Anreizregulierung bewusst herbeigeführten Kostendrucks erscheint es aber nicht sinnvoll auf ein ausgleichendes Signal zur Belohnung der Anstrengungen zugunsten der Versorgungssicherheit zu verzichten. Auch hier besteht ein signifikanter Unterschied zu den Unternehmen im vereinfachten Verfahren. Dieser erhalten einen weniger strengen Regulierungsrahmen; vor allem erhalten sie keinen Effizienzwert, der von ihrer individuellen Kosteneffizienz abhängig wäre. Insbesondere unter diesem Aspekt ist es durchaus folgerichtig, den Effizienzsignalen im Regelverfahren auch ein Zuverlässigkeitssignal gegenüberzustellen.

696 Die Anpassungen in der Netzzuverlässigkeit dienen insbesondere der Berücksichtigung der aktuellsten statistischen Überprüfungen der Beschlusskammer und der wissenschaftlichen Begleiter. So soll durch die offene Gestaltung der Methodik im Hinblick auf die Strukturparameter gewährleistet werden, dass keine unsachgemäßen Parameter Berücksichtigung finden müssen. Die neu eingeführte Abgrenzung von Versorgungsunterbrechungen, die der hö-

heren Gewalt zugeordnet werden, dient der Anpassung dieses Störungsanlasses an die Auswirkungen des Klimawandels, aufgrund dessen immer häufiger Extremwetterereignisse vorkommen. Um die Versorgungsqualität weiterhin gewährleisten zu können, müssen sich Netzbetreiber auf Extremwetterereignisse zunehmend einstellen. Die Einführung des 50-Jahres-Kriterium für die Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur höheren Gewalt war somit notwendig.

697 Daneben sind im Rahmen der Qualitätsregulierung aus Sicht der Beschlusskammer Anpassungen gegenüber dem Status-quo notwendig. So wird die Qualitätsregulierung nicht mehr nur auf die Netzzuverlässigkeit, sondern auch auf die Netzleistungsfähigkeit eines Netzbetreibers bezogen. Diese Ausweitung ist angemessen, weil die Energie-, Verkehrs-, und Wärmenewende so weitreichende neue Herausforderungen für den Netzbetrieb mit sich bringen, dass der Qualität der Versorgung besondere Bedeutung zukommt.

698 Die Abwägung im Hinblick auf das Qualitätselement der Energiewendekompetenz einschließlich der Digitalisierung fiel für beide Netzbetreibergruppen gleich aus. Hier wird ein neues Element in die Anreizregulierung integriert, um eine neue Herausforderung an die Netzbetreiber abzubilden. In der RAMEN-Festlegung wurde bereits näher der Befund beschrieben, dass Monopolunternehmen grundsätzlich wenig Anreize haben, ihr Leistungsspektrum zu verbessern und zu erweitern. Genau diese ist jedoch die Situation, in der sich die Energiewende, also der gesetzlich vorgesehen Weg in eine klimaneutrale Energieversorgung, im jetzigen Stadium befindet. Die Beschlusskammer erkennt nicht, dass viele Netzbetreiber aus intrinsischer Motivation Anstrengungen zur Erreichung dieses Ziels unternehmen. Die praktischen Erfahrungen der Behörde spiegeln jedoch höchst unterschiedliche Anstrengungen und höchst unterschiedliche Erfolge bei der Erreichung der Ziele über alle Größenklassen der Netzbetreiber wider. Daher erscheint es angemessen, insoweit ein zusätzliches Element in die Anreizregulierung zu integrieren, welches über alle Netzbetreiber einen Anreiz etabliert, neben der reinen Kosteneffizienz und der mehr oder weniger erfolgreichen Erfüllung gesetzlicher Vorgaben der Energiewende aktive Anstrengungen zu widmen. Der für die Netzbetreiber dadurch entstehenden Aufwand ist der Beschlusskammer bewusst. Dieser wird durch die gewählte Vorgehensweise, das Anknüpfen an einfache Sachverhalte, über die im Unternehmen ohnehin Informationen vorhanden sein müssen, und ein gestuftes Vorgehen, das im ersten Schritt noch keine direkten ökonomischen Konsequenzen vorsieht, auf ein sehr moderates Maß begrenzt. Eine Sonderregelung für kleine Netzbetreiber ist angesichts des

begrenzten Aufwands nicht erforderlich. Darüber hinaus liegt anders als in der Netzzuverlässigkeit kein empirischer Befund vor, der eine Zielerreichung ohne eine Anreizsetzung plausibel erscheinen lässt. Daher hat sich die Beschlusskammer gerade auch im Interesse der Netznutzer, die keine Wahl haben, welches Unternehmen ihr Netzbetreiber ist, für eine einheitliche Vorgehensweise entschieden.

699 Die Einbeziehung der Netzleistungsfähigkeit in die Qualitätsregulierung in Form der Energiewendekompetenz war ebenfalls notwendig. Da die Netzzuverlässigkeit die Versorgungsqualität nur für alle bereits am Netz befindlichen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen misst, ist ein Instrument, das die Anlagen vor und im Prozess des Netzanschlusses abbildet, sachgerecht. Zu den Herausforderungen der Energiewende und der zunehmenden Elektrifizierung weiterer Sektoren sind insbesondere die Netzanschlüsse unter Beibehaltung der Versorgungsqualität zu zählen.

700 Die Abbildung der Digitalisierung der Netzbetreiber ist ebenfalls notwendig, um den Entwicklungsstand in diesem Bereich darzustellen. Die Digitalisierung ist essentiell für die Bewältigung der Herausforderungen der Energie-, Verkehrs-, und Wärmewende. Dabei können die massiven Herausforderungen nur bewältigt werden, wenn die Digitalisierung sowohl im Netz, als auch in den Prozessen der Netzbetreiber flächendeckend Eingang finden.

701 Gleich wirksame mildere Mittel zur Durchsetzung der beschriebenen Ziele sind nicht ersichtlich. Die getroffenen Regelungen stehen zu dem angestrebten Zweck wie beschrieben auch nicht außer Verhältnis.

702 Grundsätzlich ist darüber hinaus festzuhalten, dass die Beschlusskammer die Diskussionen ergebnisoffen geführt hat. Dem steht weder entgegen, dass die Datenerhebungsfestlegung 2026 vor der vorliegenden Methodenfestlegung beschlossen wurde, noch, dass die Daten für das Jahr 2025 vor dem Beschluss veröffentlicht worden sind.

703 Darüber hinaus ist sich die Beschlusskammer der engen Verknüpfung der Datenerhebungsfestlegungen mit der vorliegenden Methodenfestlegung bewusst. Dass die Konsultation der Datenerhebungsfestlegung 2026 zeitlich zwei Wochen vor der Konsultation der vorliegenden Methodenfestlegung endete, bedeutet jedoch keine Vorfestlegung für die Methodik, da diese bis zum Abschluss des Verfahrens, aber auch darüber hinaus in einem neuen Verfahren angepasst und verändert werden kann. Sofern neue, bisher nicht in der Datenerhebung berücksichtigte Aspekte zu betrachten sind, ist es der Beschlusskammer jederzeit möglich,

künftige Datenerhebungen entsprechend diesen Bedarfen anzupassen. Das gilt insbesondere, da die Datenerhebung jährlich durchgeführt wird. Die Beschlusskammer ist ergebnisoffen in den Festlegungsprozess der vorliegenden Methodenfestlegung gegangen. Auch wurde nach der Konsultation der vorliegenden Methodenfestlegung jede Stellungnahme ordnungsgemäß ausgewertet und die vorgebrachten Hinweise und Argumente abgewogen. Die vorgebrachten Stellungnahmen wurden berücksichtigt und haben zum Teil noch Änderungen nach sich gezogen. Aus diesen Gründen liegt keine Vorwegnahme vor.

704 Der Grund für die etwas vorgelagerte Konsultation der Datenerhebungsfestlegung 2026 war, dass die Daten wie auch im Jahr 2025 wieder im Rahmen des Monitoring-Prozesses erhoben werden sollen, um die Erhebung durch die Nutzung des etablierten Prozesses für die Netzbetreiber zu erleichtern. Die Datenerhebung im Rahmen des jährlichen Monitoring-Prozesses stellt dabei den Weg dar, der bei den Adressaten der Datenerhebung den geringsten zusätzlichen bürokratischen Aufwand verursacht. Ein alternativer Datenerhebungsprozess im Wege einer separaten Erhebung verursacht einen deutlich höheren bürokratischen Aufwand, da abseits des jährlichen Monitorings eine weitere Abfrage hinzukäme, die Personal bindet und zeitliche Ressourcen beansprucht. Bei einer Integration in den jährlichen Monitoring-Prozess ist hingegen von Synergieeffekten auszugehen.

12. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 7)

- 705 Tenorziffer 7 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Demnach berührt die Verfahrensvorschrift in Tenorziffer 5.4.1 gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gilt ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.
- 706 Tenorziffer 5.4.1 sieht vor, dass, wenn der Kennzahlenwert eines Netzbetreibers nach den Tenorziffern 5.2.1 bis 5.2.6 von dem Referenzwert nach den Tenorziffern 5.3.1 bis 5.3.7 abweicht, durch die zuständige Regulierungsbehörde ein Zu- oder Abschlag auf dessen Erlösobergrenze (Qualitätselement) festzusetzen ist. Dabei handelt es sich allerdings nur insoweit um eine Verfahrensvorschrift, als dass die Entscheidung, ob der Zu- oder Abschlag von Amts wegen durch eine Festlegung erfolgt oder durch die Netzbetreiber beispielsweise im Rahmen des Regulierungskontos durchgeführt werden soll, eine Verfahrensfrage ist. Dass bei einer Abweichung des Kennzahlenwertes eines Netzbetreibers von dem Referenzwert ein Zu- oder Abschlag auf dessen Erlösobergrenze zu erfolgen hat, ist dagegen Bestandteil der Methodik der Qualitätsregulierung und keine Verfahrensvorschrift.
- 707 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, eine identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelung zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelung zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Qualitätsregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen erfolgen.

III. Kosten (§ 91 EnWG – Tenorziffer 8)

708 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

IV. Entscheidung über den Beiladungsantrag

709 Die Beschlusskammer hat die Lichtblick SE nach pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren beigeladen.

V. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

710 Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG erfolgt, nimmt die Große Beschlusskammer Energie, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Klaus Müller

Barbie Kornelia Haller

Dr. Daniela Brönstrup

Beisitzer

Beisitzerin

Beisitzer

Achim Zerres

Anne Zeidler

Christian Mielke