– Entwurf –

Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#4

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 in Verbindung mit §§ 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

[zu ergänzen],

- Beigeladene -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen: [zu ergänzen]

am xx.xx.2026 beschlossen:

ENTWURF

1. Qualitätsregulierung

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

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

gebildet.

2. Adressaten

[1]Die Festlegung gilt für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG in der am 17. Mai 2024 geltenden Fassung (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). [2]Die Festlegung gilt nicht für Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. [3]Abweichend 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 xx. Dezember 2025 von der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (im Folgenden: Beschlusskammer) mit dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#1 beschlossen worden ist (im Folgenden: Festlegung RAMEN Strom). [4]Die Bundesnetzagentur evaluiert, ob der nach Satz 4 eingeschränkte Anwendungsbereich hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ausgeweitet werden sollte.

3. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich

[1]Hinsichtlich 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). [2]Soweit eine Monetarisierung noch nicht möglich ist, insbesondere für die Netzleistungsfähigkeit, werden ab dem xx.xx.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

[1]Zur 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. [2]Dafür werden bei den Netzbetreibern jährlich die notwendigen Daten zur Ermittlung der Kennzahlenwerte zur Netzzuverlässigkeit und zur Netzleistungsfähigkeit erhoben. [3]Die Netzbetreiber sind insoweit zur Auskunft verpflichtet. [4]Die 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

[1]Zur 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. [2]Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.

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

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

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:

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

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 [1]Für 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. [2]Eine Versorgungsunterbrechung gilt als geplant, wenn sie mit vorheriger Benachrichtigung oder Absprache der betroffenen Letztverbraucher oder Weiterverteiler erfolgt ist. [3]Alle 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 [1]Ungeplante Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörungen“ oder „höherer Gewalt“ zuzuordnen sind, werden bei der Bildung der Kennzahlenwerte nicht einbezogen. [2]Im Falle von klimatischen und seismologischen Ereignissen sind nur solche als „höhere Gewalt“ einzustufen, die nur einmal innerhalb von 50 Jahren auftreten.

5.2.4 [1]Geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Sonstiges“ werden bei der Bildung der Kennzahlenwerte berücksichtigt. [2]Diese werden mit einem Faktor von 0,5 gegenüber den ungeplanten Versorgungsunterbrechungen gewichtet.

ENTWURF

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

5.3 Referenzwerte

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

5.3.4 [1]Die Lastdichte ist definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dem jeweiligen Netz und der geografischen Fläche. [2]Die 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:

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

mit:

$y_{ind}^{(Ref)}$ netzbetreiberindividueller Referenzwert

x durchschnittliche gewichtete Lastdichte

a, b, c Konstanten

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

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

mit:

$y^{(Ref)}$: Referenzwert

$LV_i^{(NS)}$: Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher des Netzbetreibers i

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 der Kennzahlenvorgabe nach den Tenorziffern 5.3.1 bis 5.3.7 abweicht, ist durch die zuständige Regulierungsbehörde ein Zu- oder Abschlag auf dessen Erlösobergrenze vorzunehmen (Qualitätselement).

5.4.2 Zur Ermittlung des Qualitätselements ist die Differenz aus dem Kennzahlenwert und der Kennzahlenvorgabe je Netzebene zu bestimmen.

5.4.3 [1]Die Differenz aus dem Kennzahlenwert und der Kennzahlenvorgabe wird mit der Anzahl der am Netz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher multipliziert. [2]Entsprechend 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 [1]Die Differenz aus dem Kennzahlenwert und der Kennzahlenvorgabe wird zudem mit einem Faktor für die Umrechnung in eine monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit (Monetarisierungsfaktor) multipliziert. [2]Dieser Monetarisierungsfaktor wird als Maßstab für die Bereitschaft der Kunden, für eine

ENTWURF

Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, herangezogen. [3]Die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors erfolgt über eine makroökonomische Analyse. [4]Der 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 in der Regulierungsformel der Festlegung RAMEN Strom enthaltenen Qualitätselement summiert.

5.4.6 Für die Berechnung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit gilt:

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

mit:

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

5.4.7 [1]Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von einheitlich 2 bis 4 Prozent des Ausgangsniveaus nach Tenorziffer 5 bis 5.4 der Festlegung RAMEN Strom für die jeweilige Regulierungsperiode vorgenommen. [2]Dafür 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. [3]Für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist die kleinste Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität zu verwenden.

ENTWURF

6. Netzleistungsfähigkeit

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

6.1 [1]Bestandteile der Netzleistungsfähigkeit sind die Energiewendekompetenz und die Digitalisierung der Netzbetreiber. [2]Die 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 Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert.

6.2.1 [1]Die Energiewendekompetenz wird im Bereich der Netzanschlüsse durch die Kennzahlen „Zusätzliche erneuerbare Energie“, „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“, „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Erneuerbare-Energien-Anlagen“ und „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher (Energiewendetechnologien)“ jeweils differenziert nach Spannungsebenen beschrieben. [2]Die Möglichkeit der Bildung und Berücksichtigung von Kennzahlen aus weiteren Bereichen, die die Energiewendekompetenz abbilden, bleibt unberührt.

6.2.2 [1]Die Kennzahl „zusätzliche erneuerbare Energie“ stellt das Verhältnis der vollständig neu realisierten Netzanschlüsse von erneuerbaren Erzeugungsanlagen pro Jahr zur Gesamtzahl aller vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehren von erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb des jeweiligen Jahres, differenziert nach den jeweils betriebenen Spannungsebenen, dar. [2]Dazu werden die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Solar-, Windenergie- und sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen einbezogen.

6.2.3 [1]Die 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. [2]Dazu werden grundsätzlich die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Elektrolyseuren, Speichern sowie sonstigen Verbrauchseinrichtungen einbezogen. [3]Sonstige 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 [1]Die Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Erneuerbare-Energien-Anlagen“ wird aus der Summe der Dauern für die Teilprozesse des Netzanschlussprozesses von Erneuerbare-Energien-Anlagen gebildet. [2]Der erste Teilprozess umfasst den Netzanschlussprozess von der Stellung eines vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehrens bis zur Netzanschlusszusage. [3]Der zweite Teilprozess umfasst den Prozess von der Annahme der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder der Bereitstellung der Netzanschlusskapazität.

6.2.5 [1]Die 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. [2]Der erste Teilprozess umfasst auch hier den Netzanschlussprozess von der Stellung eines vollständigen/qualifizierten Netzanschlussbegehrens bis zur Netzanschlusszusage. [3]Der 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 [1]Die Digitalisierung wird jährlich anhand der Kennzahlen der Indizes der Spannungsebenen, des Webportalindexes, der Dimensionsindizes und des Gesamtindexes bewertet. [2]Die Kennzahlenwerte werden sowohl netzbetreiberindividuell, als auch deutschlandweit gebildet. [3]Die Kennzahlen und Kennzahlenwerte werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

6.3.2 Für die Ermittlung der Kennzahlen werden insbesondere die folgenden, die Energiewendekompetenz fördernden Dimensionen der Digitalisierung herangezogen:

a. Smart Grids,
b. Digitale Prozesse und Systeme,
c. Datenmanagement und Analyse und
d. Kundenmanagement.

6.3.3 [1]Zur Ermittlung der netzbetreiberindividuellen Indizes für jede dieser Dimensionen der Digitalisierung (netzbetreiberindividuelle Dimensionsindizes) werden zunächst die netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen innerhalb der einzelnen Dimensionen und der Webportalindex in der Dimension „Kundenmanagement“ gebildet. [2]Für 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. [3]Der Webportalindex wird unabhängig von der Spannungsebene einbezogen. [4]Für die Bildung dieser Kennzahlenwerte wird der arithmetische Mittelwert der jeweils zu den entsprechenden Fragen übermittelten Antworten im Erhebungsbogen der Datenerhebung nach Tenorziffer 4 gebildet. [5]Davon 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 4 ein. [6]Zur Ermittlung der deutschlandweiten Indizes der Spannungsebenen und des deutschlandweiten Webportalindexes werden die

Mittelwerte der jeweiligen netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen und die Mittelwerte der Webportalindizes verwendet.

6.3.4 [1]Aus den netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen und dem Webportalindex wird für jeden Netzbetreiber für jede Dimension ein netzbetreiberindividuelle Dimensionsindex als gewichteter Kennzahlenwert berechnet. [2]Zur Ermittlung der deutschlandweiten Dimensionsindizes wird jeweils der Mittelwert aus den jeweiligen netzbetreiberindividuellen Dimensionsindizes aller Netzbetreiber gebildet.

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

$$\mathrm{Score_{SG}} = \frac{\mathrm{Score_{NS}} \cdot \mathrm{SKL_{NS}} + \mathrm{Score_{MS}} \cdot \mathrm{SKL_{MS}} + \mathrm{Score_{HS}} \cdot \mathrm{SKL_{HS}}}{\mathrm{SKL}_{NS} + SKL_{MS} + SKL_{HS}}$$

mit:

SG	Smart Grids
SKL	Stromkreislänge
NS	Niederspannung
MS	Mittelspannung
HS	Hochspannung

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

$$\mathrm{Score_{DPS}} = \left(\frac{\mathrm{Score_{NS}} \cdot \mathrm{SKL_{NS}} + \mathrm{Score_{MS}} \cdot \mathrm{SKL_{MS}} + \mathrm{Score_{HS}} \cdot \mathrm{SKL_{HS}}}{\mathrm{SKL}_{NS} + SKL_{MS} + SKL_{HS}}\right)$$

mit:

DPS:	Digitale Prozesse und Systeme
SKL:	Stromkreislänge
NS:	Niederspannung
MS:	Mittelspannung
HS:	Hochspannung

ENTWURF

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

$$\mathrm{Score_{DMA}} = \frac{\mathrm{Score_{NS}} \cdot \mathrm{SKL_{NS}} + \mathrm{Score_{MS}} \cdot \mathrm{SKL_{MS}} + \mathrm{Score_{HS}} \cdot \mathrm{SKL_{HS}}}{\mathrm{SKL}_{NS} + SKL_{MS} + SKL_{HS}}$$

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:

$$\mathrm{Score_{KM}} = \mathrm{a} \cdot \left(\frac{\mathrm{Score_{NS}} \cdot \mathrm{SKL_{NS}} + \mathrm{Score_{MS}} \cdot \mathrm{SKL_{MS}} + \mathrm{Score_{HS}} \cdot \mathrm{SKL_{HS}}}{\mathrm{SKL}_{NS} + SKL_{MS} + SKL_{HS}}\right) + (1 - \mathrm{a}) \cdot \mathrm{Score_{Webportale}}$$

mit:

KM: Kundenmanagement

a: Dient als Gewichtungsfaktor und wird berechnet, indem die Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Spannungsebenen minus 1 dividiert wird durch die Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Spannungsebenen:

$$\mathrm{a} = \frac{\#\ \text{Spannungsebenen} - 1}{\#\ \text{Spannungsebenen}}$$

Minus 1 bildet dabei die Berücksichtigung des Webportalindexes ab.

SKL: Stromkreislänge

NS: Niederspannung

MS: Mittelspannung

HS: Hochspannung

ENTWURF

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 Verfahrensvorschriften in den Tenorziffern 3, 5.2.6, 5.3.1, 5.4.1 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten 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.

ENTWURF

Inhaltsverzeichnis

Gründe 17

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 23

3.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier 27

4. Datenerhebungsfestlegung 37

5. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung 38

5.1. Expertenaustausch vom 29. Oktober 2024 38

5.2. Expertenaustausch vom 29. Januar 2025 40

5.3. Expertenaustausch vom 8. Juli 2025 41

5.4. Expertenaustausch vom 10. September 2025 43

5.5. Sonstige Eingaben 46

6. Wissenschaftliche Begleitung 50

7. Anhörung des Festlegungsentwurfs 51

8. Weiterer Verfahrensablauf 52

II. Rechtliche Würdigung 53

1. Zuständigkeit 53

2. Ermächtigungsgrundlage 53

3. Formelle Rechtmäßigkeit 54

4. Rechtlicher Rahmen 54

4.1. Nationaler Rechtsrahmen 54

4.2. Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN 55

5. Sachlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1) 56

6. Adressaten (Tenorziffer 2) 60

7. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3) 66

8. Datengrundlage (Tenorziffer 4) 67

9. Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5) 68

9.1. Kennzahlen (Tenorziffer 5.1) 74

9.2. Ermittlung der Kennzahlenwerte (Tenorziffer 5.2) 77

ENTWURF

9.3. Referenzwerte (Tenorziffer 5.3) 97
9.4. Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.4) 108
10. Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1) 113
10.1. Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2) 116
10.2. Digitalisierung (Tenorziffer 6.3) 162
11. Gesamtabwägung 174
12. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 7) 178
III. Anlagenverweis 178
IV. Kosten (§ 91 EnWG – Tenorziffer 8) 178
V. Entscheidung über den Beiladungsantrag 179
VI. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG) 179
Rechtsbehelfsbelehrung 180

ENTWURF

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 2021[2] 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, sog. „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

[1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Eckpunktepapier, Netze. Effizient. Sicher. Transformiert., Bonn, Stand: 18.01.2024, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1007012.
[2] EuGH, Az. C-718/18, EU:C:2021:662.

Energiewende das bestehende Regulierungssystem einer inhaltlichen Überprüfung zu unterziehen.

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 sog. 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 bzw. 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 seien ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.

13 Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinne besonders der beschleunigte Anschluss von EE-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 u. a. 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 für 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 vs. 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 sog. vereinfachte Verfahren, das eine Kostenprüfung, allerdings u. a. 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 Bundenetzagentur 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 Stellungsnehmenden eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung begrüßt. Dabei seien die Energiewendekompetenz und andere Qualitätsvorgaben wichtige Elemente der Leistungserbringung. Das Qualitätselement könne 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 solle, zeigte sich

[3] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN, Stellungnahmen Eckpunktepapier NEST, Bonn 03.04.2024., abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1007012.

ebenfalls ein sehr 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 bzw. steuerbare Verbrauchseinrichtungen abgeregelt werden, positionierten sich die Stellungnahmen zum Teil auch kritisch. Die Häufigkeit von erzeugungs- oder verbrauchsseitigen Engpassmanagementmaßnahmen sei kein eindeutig als Qualitätseigenschaft bewertbarer Indikator. 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 Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz (im Folgenden: Eckpunktepapier).[4] Das Eckpunktepapier 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 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

30 In dem Eckpunktepapier gab die Beschlusskammer den seinerzeitigen Stand der Überlegungen zu den wesentlichen Punkten wieder, die in der vorliegenden Methodenfestlegung geregelt werden sollten. Das Eckpunktepapier enthielt nahezu

[4] GROßE BESCHLUSSKAMMER ENERGIE, Eckpunktepapier Qualitätsregulierung, Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz, Bonn, Stand 14.10.2024, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1047788.

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 solle.

31 Die Beschlusskammer erklärte in dem Eckpunktepapier, 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 daher besonders auf den neuen Aspekt der Energiewendekompetenz ein und erläuterte den Hintergrund hierzu sowie die mögliche Implementierung in die zukünftige Qualitätsregulierung. Der Betrieb von Stromverteilernetzen 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 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 äußerte sich weiter zu dem möglichen Zeitpunkt der Einführung der neuen Qualitätsregulierung sowie zum zukünftigen Adressatenkreis. Demnach sei die Umsetzung der neuen Qualitätsregulierung nicht an den Beginn oder die Dauer einer

[5] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 8.

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 beträfen. Dies gelte im Hinblick sowohl auf die Dimension der Netzzuverlässigkeit, als auch der Netzleistungsfähigkeit (einschließlich des Aspekts der Energiewendekompetenz) und der Netzservicequalität.

35 Die Beschlusskammer äußerte sich im Eckpunktepapier 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, Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität) hob die Beschlusskammer folgende Punkte zur Diskussion hervor und äußerte nachstehende Einschätzungen und Absichten:

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- bzw. ASIDI-Werte) einflossen. 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 Netzinfrastruktur Rechnung zu tragen (Resilienz).

38 Bei der Netzleistungsfähigkeit beabsichtigte die Beschlusskammer den Aspekt der Energiewendekompetenz einzuführen, welches insbesondere die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und neuer Verbrauchseinrichtungen zum Ziel haben und entsprechende Anreize setzen soll (s. o.). Die Anreize bzw. 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-Energie-Anlagen).

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 von sogenannten Smart Grids (also solchen Verteilernetzen, die einen hohen Grad an Digitalisierung und Standardisierung aufweisen und bestimmte Funktionen erfüllen bzw. ermöglichen) in betriebsorientierte, marktorientierte und netzorientierte Funktionen unterteilen ließen (vgl. Eckpunktepapier, S. 18 und Anhang).[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 (KI) und Key Performance Indicators (KPI) 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.

[6] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 15 f.
[7] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 18 und Anhang.
[8] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), Anhang.

41 Die Beschlusskammer sah in der Abregelung und netzorientierten Steuerung indes keinen geeigneten Indikator für die Energiewendefähigkeit 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 kritisierte die Beschlusskammer im Eckpunktepapier darüber hinaus, dass die große Anzahl an Verteilernetzbetreibern und ihre unterschiedliche Herangehensweise bei der Digitalisierung eine Herausforderung darstellten. In der verstärkten Kooperation von Netzbetreibern und der Vereinheitlichung von Services und Prozessen sehe sie daher deutliche Vorteile auch in Form von Synergieeffekten, um gemeinsame Standards und so insgesamt eine höhere Versorgungsqualität zu schaffen.

43 Schließlich erwog die Beschlusskammer im Eckpunktepapier, 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[10] bestünden, um die Netzservicequalität zu fördern, sei das Setzen zusätzlicher Anreize nicht notwendig. In Betracht komme jedoch die Schaffung von mehr Transparenz und Vergleichbarkeit durch die (verpflichtende) Veröffentlichung entsprechender Daten.

3.2. **Stellungnahmen zum Eckpunktepapier**

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.

[9] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 22 ff.
[10] Hinsichtlich der betreffenden Regelungen des EnWG: Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 25 f.

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 (z. B. 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. oben, Abschnitt 1.3) 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 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 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 erfolgt. 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 bzw. trotz thematischer Überschneidungen nicht eine eigene Säule – separat von der Versorgungsqualität (und damit vom Gegenstand vorliegender Genehmigung) – darstelle und seine Betrachtung bzw. Anwendung so nicht vielmehr unabhängig vom Effizienzvergleich erfolgen müsse; letzteres wurde wohl überwiegend

[11] Große Beschlusskammer Energie, Stellungnahmen zum Eckpunktepapier, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1047788.
[12] Zu den Verfahrensschritten: Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 6 f.

befürwortet. Jedenfalls bildete die Energiewendekompetenz einen Schwerpunkt in den Stellungnahmen, wobei die konkrete Implementierung (weniger die grundlegende Einführung, s. o.) kontrovers diskutiert wurde.

48 Mit Blick auf Anreize und eine Monetarisierung allgemein wurde einerseits vertreten, dass Belohnungen bzw. Vorteile ausreichend seien, um die erstrebten Anreize zu schaffen, und darauf geachtet werden müsse, dass die Technologieneutralität gewahrt werde (z. B. 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 bspw. 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 bzw. 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 (d. h. keine Malus) etabliert werde, das außerdem optional sein solle. Als Argumente wurden u. a. angeführt, dass bei kleineren Netzbetreibern oftmals gar nicht die erforderliche Datenqualität vorliege bzw. 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 gegenübersähen, 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 das vereinfachte Verfahren 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 insgesamt[13] begrüßten etliche Stellungnahmen das angedachte Vorgehen (hinsichtlich der Veröffentlichung) und gaben in ihren Stellungnahem 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-anonymisierter 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 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 bzw. Verbraucher). Zum angedachten Vorgehen der Beschlusskammer allgemein[14] äußerten die Stellungnehmenden überwiegend Zustimmung. In ihrer Stellungnahme stellte alleine die E.ON SE die zukünftige Berücksichtigung der Dimension 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

[13] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 11 f.
[14] Zur Umsetzung der Netzzuverlässigkeit und Beibehaltung der Grundzüge: Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 13 f.

vertraten hingegen, 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 bzw. 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, d. h. 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 bzw. 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 Mittelrein 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 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 bzw. 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 bzw. 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 bzw. 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 Stellungnamen im Einzelnen:

54 Hinsichtlich der Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz[15] gab es vielfach Zustimmung. Die Kriterien im Eckpunktepapier 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 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 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 werde. Das Unternehmen LichtBlick SE ging auf die Kritik des BDEW (Zukunftsrelevanz) ein und vertrat die Auffassung, dass die vorgestellten Kriterien im Eckpunktepapier auch noch im Jahr 2029 (Beginn der nächsten Regulierungsperiode) und danach relevant sein werden, da auch dann noch neue Netzanschlüsse für erneuerbare

[15] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 15 f.

Energien erfolgten.

55 Der Netzanschluss als möglicher Indikator für die Energiewendekompetenz sei grundsätzlich sinnvoll (so z. B. die E.ON SE und der BDEW); dies gelte gemäß den Stellungnahmen einer Vielzahl von Netzbetreibern sowohl mit Blick auf die Anzahl der Netzanschüsse als auch auf ihre Geschwindigkeit, letzteres sei aber ausschlaggebend. Dennoch machten verschiedene Stellungnehmende auch Verbesserungsvorschläge in Bezug auf die vorgeschlagenen Kennzahlen im Eckpunktepapier 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 Kennzahl 1 (Anzahl der Neuanschlüsse pro Jahr und bestimmter Kategorien) sowie der Kennzahl 2 (Gesamtleistung aller Neuanschlüsse pro Jahr und bestimmter Kategorien) eine Anpassung erfolgen und zumindest berücksichtigt werden, dass bestimmte Netzbetreiber bereits erhebliche Leistungen bzw. 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 spiegele die Anzahl neuer Netzanschlüsse lediglich die evtl. 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 vorgestellte Kennzahl 3 (durchschnittliche Anschlusszeit) zur Abbildung der Energiewendekompetenz geeignet sei, die Berücksichtigung der Umstände im Einzelfall sei aber auch hier unabdingbar (d. h. der Netz- bzw. Spannungsebene, Anschluss- bzw. Anlagenart, Leistung usw.). Bei den von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kategorien[16] sei deshalb auch zwischen den Anlagenarten genauer zu unterscheiden (Solaranlagen gegenüber Windkraft- und Biogastanlagen 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 (z. B. 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

[16] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 17.

Einflussfaktoren (z. B. Verfügbarkeit von Installateuren und Material sowie die Dauer von ggf. erforderlichen behördlichen Genehmigungen) hinreichend berücksichtigen zu können. Das Unternehmen Enpal B.V. vertrat demgegenüber, 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 hülfen 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 (KI) und Key Performance Indicators (KPI); beispielsweise bedürfe es hier ggf. keiner festen Grenzwerte, sondern einer flexiblen jährlichen Betrachtung. Des Weiteren sei Digitalisierung kein Selbstzweck und es solle nur dort digitalisiert 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 z. B. 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 (z. B. Verwendung von Apps) andererseits zu unterscheiden.

57 Wie schon in vorangegangen 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 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, z. B. 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 (z. B. „Trendsetter-Kompetenz, „Harmonisierungs-Kompetenz“ sowie „Kooperationskompetenz“). Die Seite der Erzeuger bzw. 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 ungeregelt, 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 bzw. Versorger und deren Verbände (Verbraucher bzw. 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. 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 bzw. 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

[17] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunktepapier (Fußnote 4), S. 8 und 25 f.

Rechtswegs bzw. 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. Datenerhebungsfestlegung

60 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 eine Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich (Geschäftszeichen GBK-24-02-1#5) erlassen (im Folgenden Datenerhebungsfestlegung). Mit dieser Datenerhebungsfestlegung 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.

61 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 Leitung von angeschlossenen EE-Erzeugungsanlagen, Anschlusszahlen und -leistungen von Verbrauchseinrichtungen und Speichern, zur Digitalisierung, zentralen Datenerfassung und Webportalen, dienten einer Normierung der für ein Qualitätselement in Betracht kommenden Parameter.

62 Die Datenerhebungsfestlegung regelt die verpflichtende Übermittlung der im Erhebungsbogen zur Qualitätsregulierung enthaltenen Daten durch alle Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Rahmen und in der Form der jährlichen Datenerhebung zum Monitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts.

63 Zum 30. April 2025, dem Fristende für die Datenübermittlung, hatten lediglich rund 57 Prozent der Netzbetreiber ihre Daten an die Bundesnetzagentur übermittelt. Aus diesem

Grund hat die Beschlusskammer wegen des Verstoßes gegen die Verpflichtung zur Datenübermittlung aufgrund der Datenerhebungsfestlegung gegenüber insgesamt 103 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern Verwaltungsvollstreckungsverfahren eingeleitet und Zwangsgelder in Höhe von jeweils 10.000 Euro angedroht. Die Festsetzung von Zwangsgeldern ist gegenüber insgesamt neun Elektrizitätsverteilernetzbetreibern erfolgt. Nach der Durchführung der Verwaltungsverfahren lag die Quote der Datenübermittlungen bei ca. 98 Prozent.

5. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

64 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]

5.1. Expertenaustausch vom 29. Oktober 2024

65 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 der Beschlusskammer am 14. Oktober 2024 (vgl. Kapitel 3). Gemeinsam mit Vertretern der Branche diskutierte die Beschlusskammer zu den im Eckpunktepapier getroffenen Überlegungen zur Energiewendekompetenz als Netzleistungsfähigkeit, zu möglichen Indikatoren der Energiewendekompetenz und zu offenen Fragen hinsichtlich einer Netzservicequalität.

66 Zunächst erläuterte das Konsortium aus der E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge) und der

[18] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA), Expertenaustausch 1-4, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1073236.

Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), das gutachterlich für die Beschlusskammer tätig war (vgl. Kapitel 6), das geplante methodische Vorgehen innerhalb des beauftragten Gutachtens. Im Hinblick auf die Energiewendekompetenz sollten umsetzbare Vorschläge für ein auf Indikatoren basierendes Anreizsystem entwickelt werden. Zugleich sollte geprüft werden, ob die Einführung der Servicequalität in der Qualitätsregulierung sinnvoll und theoretisch möglich ist und durch welche Indikatoren sie abgebildet werden kann.

67 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.

68 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.

69 Auch die Constructor University Bremen stellte im Rahmen des Expertenaustauschs Anmerkungen zum Eckpunktepapier vor. Zu dem Thema Netzanschluss wurde die 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.

70 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.

5.2. Expertenaustausch vom 29. Januar 2025

71 In einem zweiten Austausch am 29. Januar 2025 diskutierte die Beschlusskammer mit Expertinnen und Experten weiterhin vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des Eckpunktepapiers insbesondere vertieft zu möglichen Indikatoren für die Energiewendekompetenz.

72 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 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 EE-Anlagen. 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.

73 Für den Energiekonzern E.ON SE stellte das Gutachterkonsortium bestehend aus Consentec GmbH und PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PWC) in einem Impulsvortrag ihre Überlegungen aus dem von E.ON beauftragten Gutachten vor, wie ein Leistungs- und Skalierungselement zur Steigerung und Beschleunigung der Energiewendekompetenz führen könnte. 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 stellvertretend für die Branche skalierbare Standardisierungs- und Kooperationsprojekte zur branchenweiten Entwicklung von

Energiewendekompetenz entwickeln sollten. Die seitens der Beschlusskammer im Eckpunktepapier 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.

5.3. **Expertenaustausch vom 8. Juli 2025**

74 Am 08. 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.

75 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 bzw. 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 Erfahrungsaustauch 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.

76 Die Naturenergie Netze GmbH stellte ebenfalls die bisherigen Bemühungen und Erfolge des Unternehmens im Bereich Digitalisierung, aber auch im Bereich Versorgungsqualität im Allgemeinen vor. Die Herausforderungen des Unternehmens lägen für das Unternehmen (im Unterschied zur Schleswig-Holstein Netz GmbH) mehr im Bereich des Netzanschlusses 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 Netzanschluss 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 Netzanschlussportal. 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 Netzanschlussportal lasse eine Anmeldung für alle Spannungsebenen zu. Ohne ein solches Portal sei die Menge der Netzanschlussbegehren im Bereich der erneuerbaren Energien für das Unternehmen gar nicht mehr handhabbar. Auch in den Bereichen Messung und Vergütung sei zukünftig die Digitalisierung sinnvoll.

77 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.

78 Der Vortrag der Netznutzerseite ging auf die Probleme beim Netzanschluss ein, die erheblich seien, und äußerte sich auch zum Erhebungsbogen der Beschlusskammer. Letzterer

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 bzw. 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 können 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 (z. B: 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, d. h. die tatsächliche Betriebsbereitschaft, abgestellt werden; nicht etwa auch den physischen/technischen Anschluss. Zum anderen solle an einem Bonus-Malus-System festgehalten bzw. 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.

5.4. Expertenaustausch vom 10. September 2025

79 Am 10. September 2025 fand ein vierter Expertenaustausch statt, dessen Schwerpunkt auf der Vorstellung und anschließenden Diskussion des seitens der Beschlusskammer in Auftrag gegebenen Gutachtens zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Servicequalität für die Stromverteilernetze lag. Das Gutachten[19] 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.[20]

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

[19] E-BRIDGE CONSULTING GMBH, FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT E. V. (FGH), Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze, Im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 31.07.2025.
[20] Beides abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1073238.

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 ein Output-orientierter 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.

81 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 zum derzeitigen Zeitpunkt sinnvoll sei.

82 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.

83 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 Anlagen erneuerbarer Energien 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.

84 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 Bundenetzagentur 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, dass weniger Steuerung belohne. Zudem wies das Unternehmen darauf hin, dass begrenzte IT- und Personalressourcen eine Herausforderung bei den Umsetzungen zur Energiewende darstelle.

85 Der vierte Expertenaustausch endete mit einer Vorstellung des seitens der E.ON SE in

Auftrag gegebenen Gutachtens[21] 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 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PWC) vor, dass ein Output-orientierter 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.

5.5. **Sonstige Eingaben**

86 Bei der Beschlusskammer gingen auch nach der Konsultation des Eckpunktepapiers (s. o., Abschnitt 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 Gutachten bezogen (ausführlich hierzu s. nachfolgender Abschnitt.) 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 (Gutachten, s. auch nachfolgender Abschnitt). Die Stellungnahmen wiederholten diesbezüglich teilweise Argumente aus dem Expertenaustausch vom 10. September 2025 (s. o., Abschnitt I.5.4) und/oder aus früheren Stellungnahmen zum Eckpunktepapier (s. o., Abschnitt I.3). In einer

[21] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (Consentec), PricewaterhouseCoopers GmbH, Leistungs- und Skalierungselement, Ein innovatives Regulierungsinstrument zum branchenweiten Aufbau von Energiewendekompetenz durch Kooperation und Standardisierung für eine volkswirtschaftlich effiziente Beschleunigung der Energiewende, Essen 26.08.2025.

der Stellungnahmen wurde vorgetragen, die Steuerungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen durch die Verteilernetzbetreiber solle als Bestandteil der Qualitätsregulierung in der bevorstehenden fünften Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

5.5.1 Netzzuverlässigkeit

87 Mit 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“.[22] 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 bzw. 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.

88 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

[22] Netze BW GmbH, Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung: "MED-Methode" zur Definition extremer Störungsereignisse, Diskussionspapier, Stuttgart 09.2025.

BW GmbH geht im Diskussionspapier auch auf unstreitige 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 *Peer group*, d. h. mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern, und Hinzunahme von gebietsstrukturellen Variablen). Die Netze BW GmbH führt zudem an, dass die MED-Methode z. T. auch im EU-Ausland sowie auch in anderen Staaten angewendet werde und insoweit anerkannt und praxisbewährt sei.

5.5.2 Energiewendekompetenz und Digitalisierung

89 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“[23], 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 (z. B. Zubau erneuerbarer Energien, zunehmende Lasten). Letztlich ausschlaggebend und allein (finanziell) anzureizen sei daher 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 CO_2-Vermeidung nicht sachgerecht, da sie vom Netzbetreiber nicht steuerbar sei. Die Monetarisierung solle vielmehr auf der tatsächlich

[23] Netze BW GmbH, Stellungnahme zum Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für Stromverteilernetze und dem zugehörigen Einordnungspapier der Bundesnetzagentur, vom 13.10.2025, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1067146.

verkürzten Dauer des Netzanschlusses multipliziert mit der Anzahl der Anschlüsse beruhen; dieses Verfahren sei transparenter, technologieunabhängig und rechtlich besser umsetzbar. Zudem sei die im Gutachten vorgenommene Eingrenzung der Energiewendekompetenz auf bestimmte Verbraucher und Erzeugungstechnologien diskriminierend und führe zu verzerrten Anreizen.

90 Während die Dreiteilung des Gutachtens (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 EE-Anlagen sei durch die Netzbetreiber kaum beeinflussbar, da sie von externen Faktoren (Netzgröße, Struktur, Anschlussverpflichtung) abhänge; insbesondere der Indikator „zusätzliche EE-Anlagen" 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; z. B. könne eine geringe Digitalisierungsquote ausreichend sein, wenn keine Netzengpässe erwartet werden.

91 In einer Stellungnahme des BDEW vom 17. Oktober 2025 kritisiert der Verband zunächst, dass die Erforderlichkeit des im Gutachten beschriebenen Regulierungsinstruments der Energiewendekompetenz nicht hinreichend begründet sei. Die im Gutachten 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 Gutachten vorgeschlagenen Indikatoren der Energiewendekompetenz äußert sich der BDEW dahingehend, dass u.a. die Heranziehung der Umsetzungsquoten bezogen

auf EE-Anlagen bzw. Energiewendetechnologien 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 Gutachten 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 Gutachten versorgungsstrukturelle Besonderheiten von Netzbetreibern nur unzureichend. Kritik äußert der BDEW auch hinsichtlich des im Gutachten dargelegten Anreizsystems. Die vorgeschlagene Anreizstruktur sei zu komplex. Insbesondere müsse die Monetarisierung auf Grundlage der CO_2-Einsparung als problematisch angesehen werde, 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 Gutachten angelegte Anreizmodell, welches die CO_2-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 CO_2-Emissionen könnten bei den Netzbetreibern daher Fehlanreize erzeugen. Hinsichtlich des Vorschlags im Gutachten, 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.

6. Wissenschaftliche Begleitung

92 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.

93 Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur die wissenschaftliche Begleitung dieses Festlegungsverfahrens sowie die Erstellung eines Gutachtens ausgeschrieben, das

verschiedene 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.[24]

94 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 in Kooperation mit der FGH und Frontier Economics Limited vom 20.10.2010[25], das Gutachten zur „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ der Consentec GmbH vom 22. Februar 2017[26] 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 2020[27]. Die drei zuvor aufgeführten Gutachten sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[28]

7. Anhörung des Festlegungsentwurfs

95 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 19. Dezember 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am xx. 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

[24] E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft e. V. (FGH), Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze, im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 31.07.2025, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1073238.

[25] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft e. V. (FGH), Frontier Economics, Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 20.10.2010.

[26] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018, Bonn 22.02.2017.

[27] E-Bridge Consulting GmbH, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft e. V. (FGH), Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes, im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 10.01.2020.

[28] Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/861134.

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

96 Es sind insgesamt xx Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. xx Verbände, xx Netzbetreiber und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, xx Landesregulierungsbehörden [und ggf. weitere] haben Stellung genommen.

8. Weiterer Verfahrensablauf

Der Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. [Zu ergänzen]

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

ENTWURF

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

97 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.

98 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

99 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.

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

101 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.

102 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

103 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

104 Die Beschlusskammer hat den Beteiligten sowie den Vertretern der von dem Verfahren berührten 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.

105 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.

106 Das Bundeskartellamt, die Landesregulierungsbehörden [zu ergänzen].

107 Dem Länderausschuss wurde am xx. xx 2026 mit Frist bis zum xx. 2026 gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG die Möglichkeit zur Befassung mit dem geplanten Inhalt der vorliegenden Festlegung und damit die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. [Zu ergänzen]

4. Rechtlicher Rahmen

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

4.1. Nationaler Rechtsrahmen

109 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 Abschnitt 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 von RAMEN

110 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.

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

112 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.

113 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.

114 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.

115 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)

116 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.

117 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 Gutachten zum Teil auch als Dimensionen der Versorgungsqualität oder der Qualitätsregulierung bezeichnet. Diese Begriffe können grundsätzlich synonym verwendet werden. In der vorliegenden Festlegung wird im Folgenden die Bezeichnung „Bestandteile der Versorgungsqualität“ genutzt.

118 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. Über diese drei wesentlichen Bestandteile hinaus, sind grundsätzlich auch weitere Bestandteile denkbar.

119 In der vorliegenden Festlegung wird die Netzservicequalität auch weiterhin nicht als Bestandteil der Versorgungsqualität berücksichtigt. Aus Sicht der Beschlusskammer hat sich in Bezug auf die Netzservicequalität das uneinheitlichste Bild im Rahmen der Stellungnahmen ergeben. Die Netzservicequalität entfaltet im Vergleich zu den anderen Bestandteilen zum einen eine geringere wirtschaftliche Hebelwirkung und zum anderen besitzt der Stand der erhobenen Daten eine für die Bestimmung eines eigenen Bestandteils unzureichende Aussagekraft. Die Beschlusskammer reagiert damit auch auf die Kritik der Netzbetreiber, die darauf verweisen, dass es klar abgrenzbare und objektive Kriterien geben müsse, unabhängig von der subjektiven Wahrnehmung Dritter. Im Verfahrensverlauf war die Überlegung der Beschlusskammer, einen mit den erhobenen Daten möglichen Bestandteil der Netzservicequalität aufgrund der zuvor genannten Punkte ohnehin von einer Monetarisierung zu entkoppeln. Insofern stimmt die Beschlusskammer zwar dem BNE an dieser Stelle zu, dass durch die Veröffentlichung der betreffenden Daten ein transparentes Bild der Netzbetreiber erkennbar würde. Die Beschlusskammer teilt jedoch die

Schlussfolgerung nicht uneingeschränkt, dass dadurch ein starker nicht-monetärer Anreiz geschaffen würde. Es ist denkbar, dass zukünftig der Bestandteil der Netzservicequalität mit objektiverer Vergleichbarkeit der Netzbetreiber unter einem nicht-monetären Anreiz entwickelt werden könnte. 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 Datenerhebung gegenüber einer Tenorierung und Veröffentlichung der Netzservicequalität.

120 Dagegen werden in der vorliegenden Festlegung die Bestandteile der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5, Kapitel 9) und der Netzleistungsfähigkeit (vgl. Tenorziffer 6, Kapitel 10) herangezogen. Dabei wird die Netzleistungsfähigkeit in zwei Bestandteile aufgegliedert, 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).

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

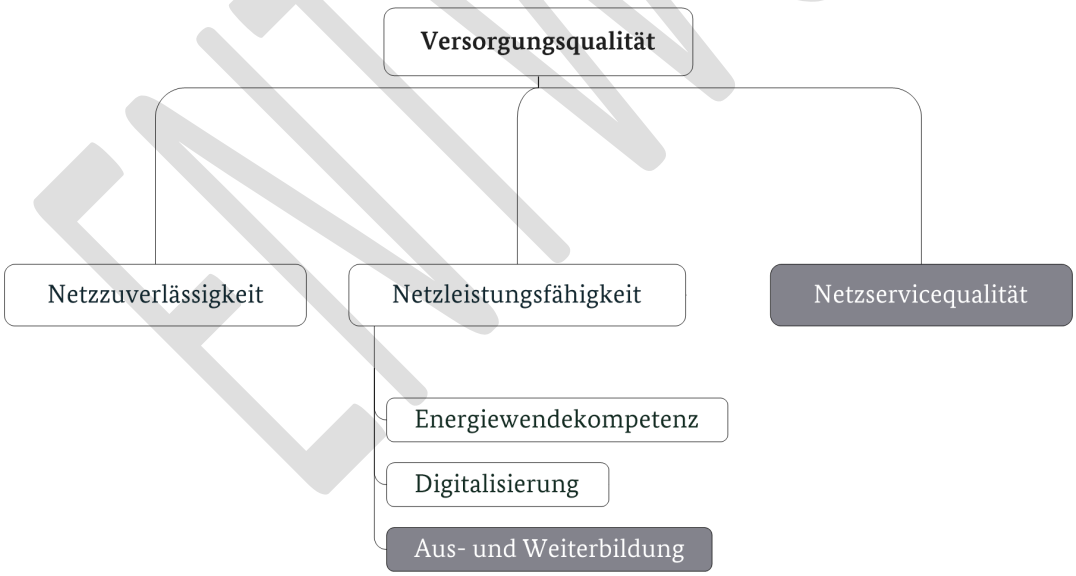


Abbildung 1: Bestandteile der Versorgungsqualität. Da die Aus- und Weiterbildung und Servicequalität zurückgestellt werden, sind diese grauschattiert dargestellt.

122 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).

123 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.

124 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.[29] 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).

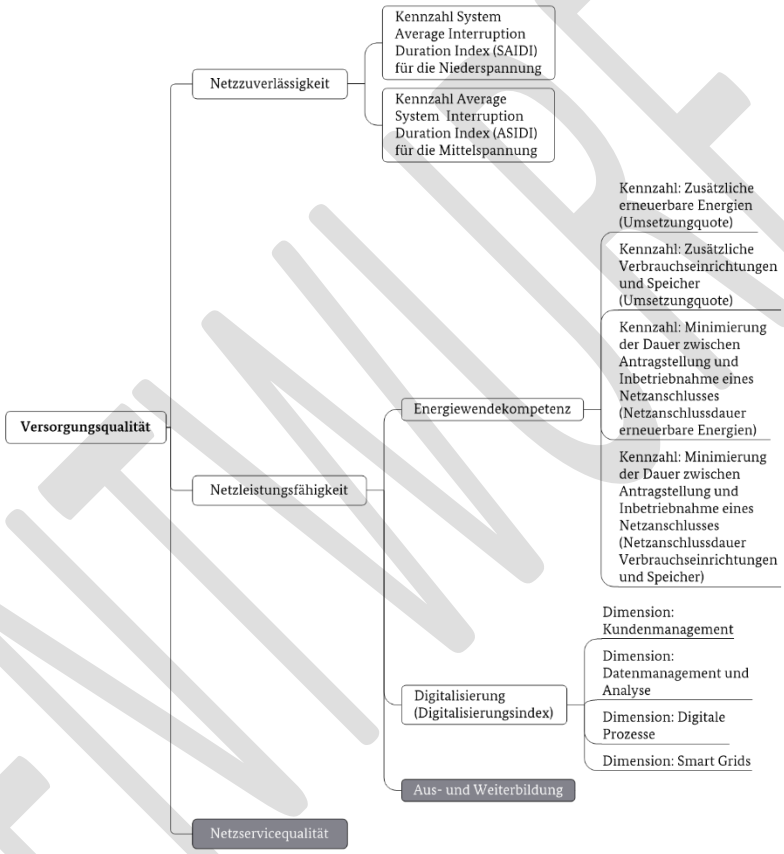
125 Zur Be- und Auswertung der Kennzahlen für jeden Netzbetreiber, müssen die Kennzahlen mit den von den Netzbetreibern jeweils übermittelten Daten ausgefüllt werden. Das netzbetreiberindividuelle Ergebnis für die jeweilige Kennzahl wird zum Zweck der Abgrenzbarkeit als „Kennzahlenwert“ bezeichnet, auch wenn es sich ebenfalls um eine Kennzahl handelt.

126 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.

127 Sollen also neben anderen Anreizen auch finanzielle Anreize im Bereich der

[29] Gutachten Consentec Consulting GmbH, FGH, Frontier Economics vom 20. Oktober 2010 (Fußnote 25), S. 15 ff.; Gutachten E-Bridge FGH vom 10. Januar 2020 (Fußnote 27), S. 19 ff.

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:



128

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

6. Adressaten (Tenorziffer 2)

129 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 2 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG in der am 17. Mai 2024 geltenden Fassung. Damit gelten im Umkehrschluss die Regelungen nicht für Betreiber von Gasverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 8 EnWG oder Betreiber von Wasserstoffnetzen im Sinne des § 3 Nr. 10b EnWG. Das spiegelt die Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST wider, in denen die Anwendung der Qualitätsregulierung auf Gasnetze abgelehnt worden ist.

130 Bisher ist nach § 19 Absatz 1 Satz 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.[30] Das liegt nicht zuletzt daran, dass die Behebung der Versorgungsunterbrechung oft sehr aufwändig ist. Insbesondere die Wiederinbetriebnahme der Netzanschlüsse 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.[31]

131 Wie bereits im Eckpunktepapier 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 in den Elektrizitätsnetzen sich 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.

[30] Gutachten Consentec Consulting GmbH, FGH, Frontier Economics vom 20. Oktober 2010 (Fußnote 25), S. 36.
[31] Gutachten Consentec Consulting GmbH, FGH, Frontier Economics vom 20. Oktober 2010 (Fußnote 25), S. 51 f.

132 Vom Anwendungsbereich ausgenommen sind nach Satz 2, wie auch von der bisherigen Qualitätsregulierung, Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. Hinzu kommt nach 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 zum Regulierungsrahmen und Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)“ mit dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#1 befinden. Damit wird der Anwendungsbereich der bisherigen Qualitätsregulierung in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit zunächst nicht erweitert.

133 Die im Eckpunktepapier 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 sogenannten 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.

134 Nach Tenorziffer 2 Satz 4 evaluiert die Bundesnetzagentur jedoch auch in Zukunft, ob der nach Satz 4 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. Damit 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.

135 Nicht vom Anwendungsbereich ausgenommen sind kleine Netzbetreiber in Bezug auf die Netzleistungsfähigkeit. Wie bereits im Eckpunktepapier 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 Bundesgebiet 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, dass bei kleineren Netzbetreibern oftmals gar nicht die erforderliche Datenqualität vorliege bzw. die Erfassung und Aufbereitung der Daten einen unverhältnismäßig hohen Plausibilisierungsaufwand verursachen würde, hat die Beschlusskammer in ihren Überlegungen berücksichtigt. Auch die 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 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 vornehmen können. Auch müssen alle Netzbetreiber in der Lage sein, die tatsächlichen Netzanschluss- 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.

136 Die Vermeidung von Über- oder Unterdeckungen von Bilanzkreisen, die Ungleichgewichte in der Systembilanz zur Folge haben können, sind zwar immer Aufgabe der Bilanzkreisverantwortlichen; im Hinblick auf den Differenzbilanzkreis und den EEG-Bilanzkreis kommt aber auch den kleineren Netzbetreibern in den unteren Spannungsebenen eine hohe Verantwortung in Bezug auf die Bewirtschaftung der Netzbetreiberbilanzkreise zu. Dazu sind möglichst exakte Informationen über die bilanzielle Energiemengenverteilung im Bilanzierungsgebiet 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 nachgelagerten Verteilernetzen gemessen und gesteuert werden können. Gerade an sonnigen und windigen Tagen kommt es bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien häufig zu Rückspeisungen in das Netz eines vorgelagerten Netzbetreibers. Das ist auch vor dem Hintergrund problematisch, dass insbesondere die Hochspannungsebene größtenteils erzeugungsgetrieben 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 betrachten. Schon mit der heute bereits installierten erneuerbaren Erzeugung besteht die Notwendigkeit, dass auch die kleinen Netzbetreiber ihre Netze beobachten und steuern können. Diese Notwendigkeit wird in den nächsten Jahren mit der zunehmenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien weiter ansteigen.

137 Zudem etablieren sich im Zuge der Energiewende neue Geschäftsmodelle, die den sogenannten Prosumern, aber auch anderen Kunden mit besonderen Möglichkeiten oder Bedürfnissen eine intensivere Teilhabe an der Energiewende ermöglichen. Für solche Geschäftsmodelle erscheint es nach Ansicht der Beschlusskammer nicht tragbar, wenn die Beziehungen zu tatsächlichen oder auch potentiellen Kunden in einzelnen Netzgebieten unter unzureichender Qualität der Aufgabenerfüllung eines Netzbetreibers leiden. Bundesweit agierende 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.

138 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.[32]

139 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.

7. Rollierendes Verfahren; zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 3)

140 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 xx.xx.2026 nach Maßgabe der in den Tenorziffern 6 bis 6.3.10 festgelegten Methodik ebenfalls im rollierenden Verfahren jährlich neu bestimmt und veröffentlicht, soweit eine Monetarisierung noch nicht möglich ist.

141 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.

142 Unabhängig davon ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass es für die Netzbetreiber von Vorteil ist, wenn die Bestandteile der Versorgungsqualität, die mit wirtschaftlichen Anreizen

[32] MONOPOLKOMMISSION, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn 04.08.2009, Ziff. 294.

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.

143 Die Bestandteile der Versorgungsqualität, die nicht oder noch nicht mit wirtschaftlichen Anreizen belegt sind, insbesondere die Netzleistungsfähigkeit, werden nach Tenorziffer 3 Satz 2 dagegen bereits zum xx.xx.2026, also vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode bestimmt und veröffentlicht (vgl. auch Kapitel 10.6).

144 Unabhängig vom Anwendungszeitpunkt der verschiedenen Bestandteile der Versorgungsqualität, werden alle Kennzahlen und Kennzahlenwerte im rollierenden Verfahren jährlich durch die zuständige Regulierungsbehörde neu bestimmt.

8. Datengrundlage (Tenorziffer 4)

145 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.

146 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.

147 Insgesamt wird darauf hingewiesen, dass die in der vorliegenden Festlegung beschriebene

Methodik auf der Grundlage der Daten für das Erhebungsjahr 2024 ermittelt wurde und auf der Grundlage der Datenerhebungen in den Folgejahren gegebenenfalls weiterentwickelt wird. Die Fragen und Nummerierungen für die nachfolgenden Erhebungsjahre können sich entsprechend der Datenerhebungsfestlegung und dem jährlich veröffentlichten Erhebungsbogen ändern.

9. Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5)

148 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 5 Prozent der Bezugsspannung (als Nenn- oder vereinbarte Spannung des Verteilernetzes) beträgt.[33] Auf diese Weise wird die Unterbrechungsfreiheit unter Einhaltung der Spannungsqualität gemessen.

149 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.[34] 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

[33] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. (DIN), DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung, Berlin, Köln, Stand: 2010.
[34] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN, Bericht zur Spannungsqualität 2020, Bericht zur freiwilligen Umfrage über die Spannungsqualität in Unternehmen, Bonn, Stand: 05.2021.

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

150 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.[35]

151 Dennoch ist es sachgerecht die Spannungsqualität als Merkmal der Netzzuverlässigkeit mittelbar über die Versorgungsunterbrechungen einzubeziehen.

152 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 angekündigt (s. o., Abschnitt 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.

153 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

[35] Bundesnetzagentur, Bericht zur Spannungsqualität 2020 (Fußnote 34), S. 31 f.

Investitionen in die Netze sachgerecht abgebildet werden. Die Anstrengungen in die Netzzuverlässigkeit werden damit unmittelbar in den Erlösen sichtbar. Diese jährliche Ermittlung war 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.[36] 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 Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) an die allgemeine Entwicklung des Zuverlässigkeitsniveaus. Dadurch wird eine flexible Entwicklung erreicht, ohne sprunghafte Änderungen der Referenzwerte.[37]

154 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.

155 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 wird durch die Mehrzahl der zur Netzzuverlässigkeit eingegangenen Stellungnahmen gestützt.

156 Die Beschlusskammer hat alternative Methoden geprüft und abgelehnt. Die festgelegte Methodik zur Netzzuverlässigkeit verzichtet daher bewusst auf die Festsetzung konkreter Zielvorgaben, Anpassungspfade oder Mindeststandards.

157 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,

[36] Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, Bonn 21.01.2015. S.292 f.

[37] Gutachten E-Bridge Consulting GmbH, FGH vom 10.01.2020 (Fußnote 25), S. 8.

Haftungsansprüchen oder sogar strafrechtlichen Konsequenzen, führen kann. Solche verpflichtenden Mindeststandards sind nicht mit sogenannten „Overall/Guaranteed Standards“ zu verwechseln, wie etwa maximale jährliche Unterbrechungsdauern für einzelne Kunden, bei deren Verletzung Kompensationen an die betroffenen Kunden gezahlt werden.

158 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.

159 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 (z. B. 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.

160 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.

161 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.[38]

162 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.

163 Nach Ansicht der Beschlusskammer ist der von ihr gewählte Ansatz unter den in Deutschland gegebenen Voraussetzungen, die ein bereits sehr hohes Zuverlässigkeitsniveau umfassen – eines, dass zumindest im Mittel keine signifikanten Anstrengungen zur Qualitätsverbesserung mit entsprechenden Kostenwirkungen rechtfertigt – am besten geeignet. Es erfordert keine Festlegung individueller Zielvorgaben und bietet den Verteilernetzbetreibern hinreichend Spielräume zur Optimierung, innerhalb derer das jeweils optimale Niveau angestrebt werden kann.

164 Die ARegV sah als Instrument zur Qualitätsregulierung im Sinne der oben dargestellten Ausführungen im Wesentlichen das „Qualitätselement“ vor. Dieses wird aus den

[38] Gutachten Consentec Consulting GmbH, FGH, Frontier Economics vom 20.10.2010 (Fußnote 25), S.11.

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 Kennzahlenvorgaben 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.

165 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.

166 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.

167 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.

168 Den Netzbetreibern stehen auch weiterhin Optimierungspotentiale offen, innerhalb derer das angestrebte optimale Zuverlässigkeitsniveau erreicht werden kann. Solche Netzbetreiber, die ein hinreichendes bzw. akzeptables Niveau bei der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in ihrem Netz erkennen wollen (so wohl die E.ON SE in ihrer Stellungnahme, s. o. Abschnitt 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, indem 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.[39]

9.1. **Kennzahlen (Tenorziffer 5.1)**

169 Gemäß Tenorziffer 5.1 Satz 1 ist zur Beschreibung und Bewertung der Netzzuverlässigkeit für die Niederspannungsebene die DISQUL[40]-Kennzahl SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) und für die Mittelspannungsebene die DISQUAL-Kennzahl ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*) zu bilden.

170 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 bzw. das Kundenäquivalent dividiert.

171 Gemäß dem IEEE-Standard 1366-2023 unterscheidet sich die Kundenzahl je nach Bezugsgröße:

[39] Bundesnetzagentur, Beschluss BK8-23/006-A vom 28. November 2023, Rn. 54; BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014, Az. EnVR 59/12, Rn. 74.

[40] DISQUAL: Distribution Quality; Distribution Study Commitee, UNIPEDE Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availabillity of Supply Indices. UNIPEDE, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997; IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004. DISQUAL, Distribution Study Commitee, Paris 1997.

- System Average Interruption Duration Index (SAIDI) bezieht sich auf die Anzahl der versorgten Letztverbraucher

- Average System Interruption Duration Index (ASIDI) hingegen auf die unterbrochene installierte Bemessungsscheinleistung L_N[41]

172 Die Kennzahlen SAIDI und ASIDI beschreiben allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. Abgestellt wird damit weiterhin auf die Dauer von Versorgungsunterbrechungen und deren Häufigkeit (vgl. Regelung bisher in § 20 Abs. 1 S. 1, Regelbeispiele 1 und 2 ARegV).

173 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.

174 Eine Differenzierung der Kennzahlen erfolgt nach Netzebenen und folgt daher den internationalen IEEE-Standard 1633-2003 (vgl. IEEE-Guide for Electric Power Distribution Reliabillity Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004). 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.

175 Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit konnte nach der bisherigen Regelung in § 20 Abs. 1 S. 1ARegV 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

[41] 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.

Kennzahlen – oder anderer, in § 20 Abs. 1 S. 1ARegV nicht aufgeführter geeigneter Kennzahlen – zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit regeln können (s. auch bisherige Regelung dazu in § 20 Abs. 1 S. 2ARegV). Die vorgenannten Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar.[42] Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI berechnet werden, die im Übrigen auch zu den international üblicherweise verwendeten sog. DISQUAL-Kenngrößen[43] bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE-Standard 1366-2022[44] 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 bzw. 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.

176 Nach Tenorziffer 5.1 Satz 2 bleiben die Netzebenen oberhalb der Mittespannungsebene 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 Zuverlässigkeitskennkennahlen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebenen berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich

[42] Gutachten E-Bridge Consulting GmbH, FGH vom 10.01.2020 (Fußnote 25), S. 26 ff.
[43] DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPEDE Group of Experts 50.05. DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPEDE, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.
[44] IEEE-Standard 1366-2022: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, in IEEE Std 1366-2022 (Revision of IEEE Std 1366-2012), 22. November 2022.

auch kein Zuverlässigkeitselement ermittelt.

9.1.1 Bildung der Kennzahl SAIDI (Tenorziffer 5.1.1)

177 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 Letztverbraucher dividiert.

9.1.2 Bildung der Kennzahl ASIDI (Tenorziffer 5.1.2)

178 In Tenorziffer 5.1.2 ist entsprechend, 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)

179 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.

180 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 22.02.2006 (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.[45]

181 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 UNIPEDE-Expertengruppe DISQUAL festgelegten einheitlichen Kriterien, um einen internationalen Vergleich zu ermöglichen.[46] Weiterhin werden die Kurzzeitunterbrechungen (kleiner/gleich 3 Minuten), die durch das Arbeiten von Umschaltautomatiken, 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.[47] 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, den Monitoring der Spannungsqualität durchzuführen und die Abgrenzung der berichtpflichtigen Dauer der Versorgungsunterbrechungen erneut zu bewerten und festlegen. Maßgeblich ist demnach

[45] DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung. Ausgabe 2008-04, Beuth Verlag, Berlin, Köln.
[46] DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPEDE Group of Experts 50.05. DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPEDE, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.
[47] FNN, Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und Elektrizitätsnetzen, Berlin, 08.2016, S. 37.

die Dauer der Unterbrechung bis zur vollständigen Wiederversorgung aller betroffenen Letztverbraucher bzw. Weiterverteiler, die mindestens drei Minuten betragen muss.

9.2.2 Ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Tenorziffern 5.2.2 und 5.2.3)

182 Im Rahmen des Qualitätselements sind drei ungeplante Störungsanlässe zu berücksichtigen:

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

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

184 Gemäß Tenorziffer 5.2.3 Satz 1 ist ebenso „höhere Gewalt“ nicht bei den Störungsanlässen des Qualitätselements 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.

185 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, Abschnitt II.9.2.3) außer Betracht gelassen hat, liegt dies im Rahmen des ihr zustehenden Entscheidungsspielraums.[48]

9.2.2.1 Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“

186 Versorgungsunterbrechungen sind dem Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“

[48] BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014, EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725.

zuzuordnen, wenn beispielsweise folgende Ereignisse ursächlich waren:

- Wind und Sturm bis Windstärke 9 oder höher bei fehlender Singularität (s. u. 50-Jahres Kriterium),
- Hochwasser, Schneeschmelze,
- Hagel, Regen, Gewitter, Schnee, Eis oder Eisregen,
- Raureif, Nebel oder Betauung,
- Kälte oder Hitze,
- Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkungen,
- Tornado,
- Blitzschlag
- Eindringende Feuchtigkeit z. B. bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser oder Grundwasser.

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

9.2.2.2 Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“

188 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,
- Brände,
- Schäden durch Tiere,
- Astbruch.

189 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 bzw. der Bewertung der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung des Qualitätselements, da grundsätzlich alle Versorgungsunterbrechungen einen negativen Einfluss auf die Netzzuverlässigkeit, also die Versorgungsqualität der Netznutzer haben[49]; zur gerechtfertigten Ausnahme bestimmter Störungsanlässe siehe nachfolgende Abschnitte. Die Berücksichtigung des Störungsanlasses „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. 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 Baggerarbeiten, Brände, Kräne, Flugobjekte (Flugzeuge, Drachen oder Ähnliches) 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.

9.2.2.3 Störungsanlass „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass"

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

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

[49] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04. Juni 2025, VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 40.

- unbekannte Ursachen.

191 Diese Definition und Handhabung ist weiterhin sachgerecht und entspricht dem Sinn und Zweck der Erfassung bzw. der Bewertung der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung des Qualitätselements. Die Ursachen der Störungen bzw. Versorgungsunterbrechungen ist in den vorgenannten Beispielfällen in der Sphäre des Netzbetreibers zu verorten bzw. 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, d. h. unabhängig von ihrer Ursache, aus der hier ganz maßgeblichen Sicht der Netzkunden bzw. Verbraucher zu Unannehmlichkeiten führt und eine Verschlechterung der Versorgungsqualität bedeutet[50]; zur gerechtfertigten Ausnahme bestimmter Störungsanlässe (nicht aber der vorgenannten) siehe nachfolgende Abschnitte.

9.2.2.4 Störungsanlass „höhere Gewalt“

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

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

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

[50] BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014, EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 74.

- Windereignisse: ab schwerem Sturm mit Windstärke mindestens 10 Beaufort (Bft), jedoch mindestens 50-jährige Ereignisse,
- Außergewöhnliches Hochwasser (z. B. 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,
- Terroranschläge,
- Krieg.

195 Bei den ersten drei der vorgenannten Regelbeispiele, also allen Wetterereignissen (einschließlich Hochwasser z. B. infolge außergewöhnlichen Starkregens und/oder Schneeschmelze) und geologischen Ereignissen (insb. Erdbeben), ist stets zu beachten, dass diese ausschließlich dann dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ unterfallen, wenn es sich bei dem jeweiligen Phänomen nachweislich (zu Nachweis und Dokumentation gegenüber der Bundesnetzagentur siehe im Folgenden, Rn. 226) 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[51] hat.

196 Damit ist bei Wetterereignissen wie Stürmen und Orkanen nicht nur die Windstärke (nach *Beaufort,* Bft) ausschlaggebend. Alleine das Erreichen einer Windstärke von 10 Bft an sich ist also nicht ausreichend, um das Ereignis als einen Fall der höheren Gewalt einzuordnen und es von „atmosphärischen Einwirkungen“ abzugrenzen. Vielmehr muss es sich 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

[51] 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, sie stellen jedoch ebenfalls ganz außergewöhnliche Ausnahmesituationen, also „besonders schwere Unglücksfälle“ etwa im Sinne des Art. 35 Abs. 2 und 3 GG und weiterer katastrophenschutzrechtlicher Regelungen dar. Naturkatastrophen und besonders schwere Unglücksfälle wie Krieg und Terror stehen dabei aufgrund ihrer Seltenheit und ihres Ausmaßes auf einer Stufe (Dederer, in: Dürig/Herzog/Scholz, Grundgesetz, EL März 2025, Art. 35 Rn. 127 und 133; BVerfG, Urteil vom 15. Februar 2006 – 1 BvR 357/05, NJW 2006, 751, 755 Rn. 102) und es gelten vorliegend dieselben engen Anforderungen und Rechtsfolgen (hier: ausnahmsweise Nichtberücksichtigung bei der Ermittlung der Kennzahlenwerte).

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 (nach *Richter,* z. B. Daten der nächstgelegenen Erdbebenwarte), wie beispielsweise bei dem von Roermond (deutsch-niederländische Grenze, 1992) um eine mindestens 50-jähriges Ereignis handeln muss.

197 Ferner ist der Störungsanlass „Terroranschläge“, der vorliegend einen Fall höherer Gewalt darstellt, von „Einwirkungen Dritter“ abzugrenzen. Von Terrorismus ist dann auszugehen, wenn im betreffenden Fall etwa das Bundeskriminalamt bzw. ein Landeskriminalamt (bei regionalem Bezug) sowie der Generalbundesanwalt beim Bundesgerichtshof die Ermittlungen führt oder führte und zur Anklage brachte. Dies bedeutet, dass nicht etwa nur die strafbare Beschädigung oder Zerstörung von Leitungen oder Anlagen des Stromnetzes zur öffentlichen Versorgung gegeben sein muss (ggf. Fall des § 316 StGB, Störungsanlass „Einwirkungen Dritter“), sondern mindestens auch Ermittlungen eingeleitet worden sein müssen.

198 Die vorgenannte Definition des Störungsanlasses „höhere Gewalt“ hat der Bundesgerichtshof (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.[52] 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.[53]

199 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-Jahre-Kriterium); ist dies nicht der Fall, ist das Ereignis dem Störungsanlass „atmosphärische Einwirkungen“ zuzuordnen. Die Anwendung bzw. Unterscheidung der Unterbrechungsanlässe anhand des 50-Jahre-Kriteriums durch die

[52] BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 74.
[53] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06. Juni 2025, VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 39; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26. Februar 2020, VI-3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 167.

Bundesnetzagentur ist nicht neu, sondern führt die bisherige Praxis fort[54], die in der Rechtsprechung[55] mehrfach bestätigt wurde.

200 Die vorgenommene Eingrenzung der Fälle, die unter den Störungsanlass „höhere Gewalt" fallen, geschieht insbesondere auch vor dem Hintergrund bzw. 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 grundsätzlich jedwede Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen, da sie in jedem Fall, d. h. unabhängig von ihrer Ursache, aus der hier ganz maßgeblichen Sicht der Netzkunden bzw. Verbraucher zu Unannehmlichkeiten führt und eine Verschlechterung der Versorgungsqualität bedeutet.[56] Die Eingrenzung setzt der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur „höheren Gewalt" zwar hohe Hürden, wobei die enge Definition dieser Ausnahme von der Regel aber im Rahmen des Entscheidungsspielraums der Beschlusskammer geschieht (zum Entscheidungsspielraum und der ergangenen Rechtsprechung s. o.) und sie auch 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-Jahre-Kriterium und Prüfung der jeweiligen Unterbrechungen anhand einheitlicher und allgemeingültiger, klar abgrenzbarer sowie wissenschaftlich hergeleiteter Parameter).

201 Der Klimawandel macht es 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, in Abhängigkeit von ihrer Ungewöhnlichkeit und Singularität, von der Ermittlung der Kennzahlenwerte weiterhin ausnehmen zu können. Dem dient die mit vorliegender Festlegung vorgegebene Unterscheidung anhand des 50-Jahre-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

[54] Bundesnetzagentur, Beschluss vom 20. Juli 2017, BK8-17/1041-81 zu „Orkanen"; Bundesnetzagentur, Beschluss vom 2. Mai 2024, BK8-23/02992-81 zu „Schneefall".
[55] Zu "Orkanen" OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26. Februar 2020, 3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 171 ff.; zu „Schneefall" Beschluss vom 04. Juni 2025, VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 41 ff.
[56] BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014, EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 74.

2.000 Versorgungsunterbrechungen jährlich gemeldet wurden und davon rund 30 Prozent den Anforderungen der höheren Gewalt nicht genügten. 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 als höhere Gewalt nicht anerkannt wurden (von 9 Prozent im Jahr 2021 bis 67 Prozent im Jahr 2018). Mit dem fortschreitenden Klimawandel ist davon auszugehen, dass bestimmte Wetterereignisse (wie extreme Hitze, Kälte, Niederschläge oder Orkane) häufiger auftreten und heftiger ausfallen werden als bisher (in Bezug auf Orkane siehe etwa OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26. Februar 2020 – 3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 175; zu häufigeren und stärkeren Extremwetterereignissen in Nordwest-Europa allgemein siehe z. B. Liu, Q., Bader, J., Jungclaus, J., Matei, D., *More extreme summertime North Atlantic Oscillation under climate change*, in: Communications Earth & Environment 6, 474 (2025)[57]). Die Zahl der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zur „höheren Gewalt“ würde ohne ein gewisses Gegensteuern daher noch zunehmen, die Ausnahme von der Regel würde keine wirkliche Ausnahme mehr darstellen, was nicht im Sinne der Qualitätsregulierung ist (zur grundsätzlichen Berücksichtigung jedweder Unterbrechung und zum strengen Ausnahme-Regel-Verhältnis s. o., Rn 216). 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., Abschnitt 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, § 11 Abs. 1 EnWG.

202 Mit dieser Überarbeitung dessen, was bisher im Zuordnungskatalog zum Störungsanlass höhere Gewalt der Bundesnetzagentur[58] enthalten ist, können, wie bereits im Eckpunktepapier angedeutet, zukünftig Aufwände entfallen, die bisher aufgrund von

[57] More extreme summertime North Atlantic Oscillation under climate change | Communications Earth & Environment.
[58] 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.

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 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 abgebaut und die betroffenen Netzbetreiber werden entlastet. Insoweit weist die Beschlusskammer auch nochmals darauf hin, dass in den nunmehr verbleibenden, relevanten Fällen nur ganz ausnahmeweise (d. h. unter strengen Voraussetzungen) eine Anerkennung der Versorgungsunterbrechung als höhere Gewalt verweigert wird. Damit geht mit diesem Vorteil eine gewisse Darlegungslast und Dokumentationspflicht einher, die auch erwartet wird. Damit 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 höherer 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 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." 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.

203 Die vorliegend getroffene Eingrenzung des Begriffs der „höheren Gewalt" ist aus vorstehenden Gründen (s. o., Rn. 225) erforderlich und eine andere denkbare Methode der Abgrenzung zu „atmosphärischen Einwirkungen" ist nicht eindeutig besser geeignet (vgl. zur MED-Methode Rn. 190). Das an konkrete Messwerte anknüpfende 50-Jahre-Kriterium gewährleistet die gebotene Gleichbehandlung aller Netzbetreiber (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 51) 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 Wetterereignisse 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, dass in dieser Schwere in 50 Jahren lediglich einmal auftritt. 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 26. Februar 2020 – 3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 176 („Orkan“ und Windlastzonen) sowie Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 52 ff. („Schnee“ und Schneelastzonenkarte).

204 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., Abschnitt I.5.5.1), 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 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 zu Ziel und Zweck der Qualitätsregulierung. Eine rein abstrahiert-generelle Betrachtung und

Einbeziehung jedweder aufgetretenen Störung würde dem Ziel der Qualitätsregulierung nicht genüge tun.

205 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 bzw. 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 bzw. 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 9 und 10 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-Jahres-Ereignis) – auch individuell, indem der Deckel beispielsweise in Gebieten steigt, in denen in jüngerer Vergangenheit bereits sehr häufig bzw. zunehmend Extremwetterereignisse auftraten. Die Auswirkungen des Klimawandels auf das Wetter und letztlich die Infrastruktur (zunehmende Häufigkeit und Schwere) werden – wie gefordert[59] – folglich dadurch abgebildet, dass der

[59] Diskussionspapier, Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung: „MED-Methode“ zur Definition extremer Störungsereignisse, Netze BW GmbH September 2026, Abschnitt 5 zweiter Punkt.

Deckel jedenfalls in stark betroffenen Regionen durch das letzte zurückliegende 50-Jahres-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, d. h. 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" (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 55).

206 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. 224 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 (z. B. Fall „Abschaltung aufgrund der Anordnung von Behörden").

207 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 bzw. -bereiche entscheiden, wenn sich hierfür Anlass ergibt.

208 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 allerdings 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 s. nachstehend, Rn. 225). Eine ungleiche Behandlung, d. h. 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.

209 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 Praxis (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26. Februar 2020 – 3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 163 ff. sowie Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 37 ff.), also der konkreten (verschuldensabhängigen) Betrachtung des jeweiligen Einzelfalls fest, wobei sie sich im Rahmen des ihr zustehenden Entscheidungsspielraums bewegt (BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014 – EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 12, 74; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26. Februar 2020 – 3 Kart 75/17, BeckRS 2020, 5386, Rn. 168 sowie Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 38). Für die MED-Methode mag vordergründig sprechen, dass grundsätzlich jedwede Versorgungsunterbrechung relevant ist, da sie letztlich immer die Versorgungsqualität beeinträchtigt; dies ist auch zutreffend (BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014 – EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 74). 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 ausnahemsweise 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 (insb. Fall „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“), würden bei der abstrahierten und generalisierenden Betrachtung nach der MED-Methode systemwidrig eine Ausnahme erfahren und von der Kennzahlermittlung ebenso wie in berechtigten Fällen

ausgenommen werden.[60] 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." BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014 – EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 74) und im Übrigen auch aufgrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes, ins Gewicht fallen und in die Kennzahlenermittlung einfließen.

210 Die geeignete und erforderliche Abgrenzung anhand des 50-Jahre-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 angemahnte 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 tatsächlich nicht darin, das bestmögliche Qualitätsniveau, etwa eine stets hundertprozentig unterbrechungsfreie Stromversorgung, zu erreichen (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 46), 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

[60] Die Beschlusskammer ist aber gerade „nicht gehalten, all diejenigen Versorgungsunterbrechungen in die Bewertung der Netzzuverlässigkeit [vorliegend: im Sinne einer Ausnahme] einzubeziehen, hinsichtlich derer dem Netzbetreiber eine konkrete pflichtwidrige Unterlassung bzw. eine schuldhafte Verursachung nachgewiesen werden kann." OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04. Juni 2025 – VI-3 Kart 543/24 [V], BeckRS 2025, 18732, Rn. 49.

vom 22. Juli 2014 (EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 69) festgestellt hat, ist das Ziel der Qualitätsregulierung 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“ (BGH aaO) 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 (s. o., Rn. 225). 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 (s. o., Rn. 179 und Consentec-Gutachten vom 20. Oktober 2010, S. 5, Abb. 2.1).

211 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. Soweit in den Stellungnahmen vertreten wurde, dass die Eingrenzung der Fälle der „höheren Gewalt“ und die gewählte Methodik der Beschlusskammer zu Fehlanreizen, mithin 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 Abschnitt II.9.3.2.1xy f. vorliegender Festlegung. Daraus ergibt sich für Netzbetreiber, deren Netz eher weitläufig und ländlich geprägt ist, ein vergleichsweiser hoher Referenzwert (in § 20 Abs. 2 ARegV als Kennzahlenvorgaben bezeichnet). 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 Abschnitt 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 ergebende besondere Härten ausgeglichen werden.]

9.2.2.5 Störungsanlass „Rückwirkungsstörungen“

212 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.

213 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 oderfremden Netzen stammen.

214 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)

- Bei den sogenannten geplanten Versorgungsunterbrechungen sind zwei Kategorien zu unterscheiden: „Zählerwechsel“,
- „Sonstiges“

215 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.

216 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 Störungsanlass „Sonstiges“ zählen regelmäßig auch Unterbrechungen, welche zur Umsetzung von Rechtsvorschriften oder behördlicher Anordnungen erforderlich sind, wie etwa bei der Nachrüstung zum Vogelschutz nach dem Bundesnaturschutzgesetz.

217 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 bzw. angekündigten Unterbrechungen können die Netznutzer Vorsorgemaßnahmen treffen und sich auf die Unterbrechung einstellen (z. B. alternative Lagerung bzw. Kühlung der Güter). Daher gehen angekündigte Versorgungsunterbrechungen in der Regel mit geringeren Kosten für die Kunden einher als nicht geplante bzw. nicht angekündigte Unterbrechungen. Im Sinne effizienter Anreize ist daher eine Differenzierung zwischen angekündigten und nicht angekündigten Unterbrechungen erfolgen. Dies gibt außerdem den Verteilernetzbetreibern einen Anreiz zur Planung und Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen.

ENTWURF

218 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 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)

219 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.

220 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.

221 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

222 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.

223 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 Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) entwickelt werden können. Dabei sind zudem objektive Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen, sofern diese für die Entwicklung von Referenzwerten relevant sind (vgl. Festlegung RAMEN Strom, Tenorziffer 12.5). 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 Spielraum (zum Spielraum der Regulierungsbehörde nach der bisherigen Rechtslage allgemein siehe BGH, Beschluss vom 22. Juli 2014, EnVR 59/12, BeckRS 2014, 16725, Rn. 12 ff.), den die Beschlusskammer vorliegend sachgerecht konkretisiert, wobei sie im Wesentlichen an der aus ihrer Sicht bewährten Praxis festhält.

224 Wie in Randnummer 160 festgelegt, sind die Referenzwerte nicht als Zielvorgaben, sondern als Rechengrößen aufzufassen, die die Gesamterlöseffekte des Regulierungssystems für einen Verteilernetzbetreiber 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.

9.3.2 Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede

225 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. 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 Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die Zahl der Letztverbraucher sowie die Anzahl der Anschlusspunkte in Betracht.[61] Durch die Berücksichtigung von Strukturparametern ergibt sich so ein für jeden Netzbetreiber individueller Referenzwert.

226 Diese Strukturparameter müssen insbesondere den Kriterien Vollständigkeit, Messbarkeit, Verfügbarkeit und Exogenität genügen; um geeignet zu sein. Hinzu kommt, dass sie nicht redundant sein sollten.[62]

227 Unter Vollständigkeit wird verstanden, dass der jeweilige Strukturparameter gebietsstrukturelle Unterschiede sowie die dadurch bedingten Unterschiede der Kennzahlenwerte hinreichend beschreibt. Der Strukturparameter soll 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.

---

[61] Vgl. Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze – Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur (Endbericht) vom 20.10.2010, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) und Frontier Economics Limited, S. 72.

[62] Vgl. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, S 205.

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.

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

228 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. Dabei wird für die Mittelspannung der Strukturparameter der Lastdichte als geeignet bestimmt. Die Beschlusskammer hat mit Blick auf vorliegende Festlegung abermals die Geeignetheit des von ihr bisher gewählten Strukturparameters Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede bzw. deren 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 zum wiederholten Male belegt.[63] 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 (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016, Az. VI-3 Kart 245/12 [V], NJOZ 2016, 936, 944 Rn. 97 ff).

229 Wie bereits im Consentec-Gutachten (2010) zur Qualitätsregulierung festgestellt wurde,

[63] Vgl. Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements - weiterführende Analysen vom 23.11.2023, E-Bridge Consulting GmbH, FGH, S 18.

können als Strukturparameter für die Referenzwertermittlung nur Größen 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 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 anzuschließenden Lasten.

230 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.

231 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.

232 Aus Sicht der Beschlusskammer stellt sich aus den vorgenannten Gründen weiterhin allein der Parameter der Lastdichte für die kommenden Jahre als geeignet dar.

233 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 die Bestimmung kongruent zur Bildung der Kennzahlenwerte vorgenommen. Eine Mittelwertbildung über drei Kalenderjahre ist u. a. 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.

234 In Tenorziffer 5.3.3 Satz 3 behält sich die Beschlusskammer vor, die Geeignetheit des Strukturparameters der Lastdichte zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen. 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 der Lastdichte als nicht ausreichend angesehen haben und weitere gebietsstrukturelle Merkmale, etwa die topografische Lage (aufgrund regional unterschiedlicher Betroffenheit durch Wetterereignisse; so die Netze BW GmbH und Weitere) mit einbezogen sehen wollen.

235 Auch aus Gründen der Entbürokratisierung teilt die Beschlusskammer allerdings nicht die in einigen Stellungnahmen zum Ausdruck kommende Auffassung, es sei immer notwendig Strukturparameter zur Abbildung von gebietsstrukturellen Unterschieden zu nutzen. Es mehren sich im Gegenteil die Anzeichen, dass auf den diesbezüglichen Aufwand zum Nutzen von Regulierer und regulierten Unternehmen in der Regel verzichtet werden kann.

236 Die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse sind von einer Reihe von Kriterien abhängig (s. Rn. 251). Darüber hinaus muss ein hinreichend belastbarer Einfluss des zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogenen Strukturparameters auf die Netzzuverlässigkeit vorliegen.

237 Der Einfluss wird unter anderem mit Hilfe statistischer Testverfahren und/oder ingenieurwissenschaftlichen Untersuchungen nachgewiesen. Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter sind zudem sogenannte Scheinsignifikanzen und Redundanzen zu vermeiden (Auswahlkriterium der Nichtredundanz). Das heißt, dass alle in gleicher Weise erklärende Strukturparameter auszuschließen sind. Insbesondere, wenn die untersuchten Strukturparameter untereinander lineare Abhängigkeiten aufweisen. Weiterhin sollte das sich aus den erklärenden Strukturparametern und den Zuverlässigkeitskennzahlen resultierende Modell durch analytische Überlegungen begründet sein. Entsprechend den Kriterien zur Auswahl von Strukturparametern wurden potentiell geeignete Kandidaten untersucht. Grundsätzlich sollte das Modell mit so wenig Strukturparametern wie möglich auskommen, um den Verwaltungs- und Bürokratieaufwand der Netzbetreiber in Grenzen zu halten.

238 Nach den Ergebnissen der Beschlusskammer liegt für die Mittelspannung solch ein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen der Versorgungszuverlässigkeit und den von ihr zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogenen Strukturparameter Lastdichte vor.

239 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.

240 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.

241 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 Formel:

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

mit:

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

gut angenähert werden kann.

242 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 (vgl. Consentec-Gutachten 2010, S. 58, Kapitel 3.2.3). Im Gegensatz zu den Koeffizienten a und b besteht für den Exponenten c ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich [0,5;1] (vgl. Consentec-Gutachten

2010, S. 61, Kapitel 3.2.3). Für a, b und c besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

243 Zur Herleitung eines plausiblen Wertebereichs für die Konstante c wurden im Consentec-Gutachten (2010) folgende Überlegungen angestellt:[64]

a. 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 (d. h. 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.

b. 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.

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

245 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

[64] Vgl. Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze – Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur (Endbericht) vom 20.10.2010, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) und Frontier Economics Limited, S. 46 bis 50

den in den vergangenen Jahren verstärkt erfolgten Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf den betrachteten Netzebenen

246 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 (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V], NJOZ 2026, 936, 944 Rn. 97 ff.). Demnach ist eine Kongruenz zwischen empirischem Befund und Modellüberlegungen anzustreben. Der angegebene Wertebereich von c ist das Ergebnis ingenieurwissenschaftlicher Annahmen und Modellüberlegungen, in denen nachrangige, im realen Netz auftretende aber nicht zu vernachlässigende Einflussfaktoren ausgeblendet werden.[65] 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

247 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 keiner 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 Lastdicht 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.

248 Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannung (inklusive der Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und

[65] Vgl. Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze – Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur (Endbericht) vom 20.10.2010, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) und Frontier Economics Limited, S. 46 bis 50; zum Einfluss der Fernwirktechnik, siehe Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements - weiterführende Analysen vom 23.11.2023, E-Bridge Consulting GmbH, FGH.

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 6.4.3 ebenfalls die Anzahl der Letztverbraucher) hergestellt wird und um in der Summe über alle Qualitätselemente der einzelnen Netzbetreiber die angestrebte Erlösneutralität herzustellen (siehe Kapitel xy). Letztverbraucher sind im Ausgangpunkt Kunden, die Energie für den eigenen Gebrauch kaufen (beispielsweise Haushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe oder landwirtschaftliche Betriebe – vgl. § 3 Nr. 25 EnWG in der am 17. Mai 2024 geltenden Fassung).

9.3.2.2 Strukturparameter in der Niederspannung (Tenorziffer 5.3.7)

249 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.

250 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.

251 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.

252 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.

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

254 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.

255 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 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 (z. B. $c > 2$) 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 Punktewolken, lässt zudem keinen starken Zusammenhang zwischen

Lastdichte und Nichtverfügbarkeit in der Niederspannungsebene erwarten.

256 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 nach 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 (Abschnitt 3.3.3., S. 72 ff., 92, 98 des Consentec-Gutachtens (2010)). Diese bindenden Vorgaben der Beschlusskammer entsprechen nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs den Anforderungen, die sich aus § 21a EnWG ergeben (vgl. BGH, EnVR 59/12, Beschluss vom 22.07.2024, Rn. 57 f.).

9.4. Monetarisierung der Netzzuverlässigkeit (Tenorziffer 5.4)

257 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 Kennzahlenvorgaben 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 netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

258 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 der Kennzahlenvorgabe 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.

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

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

260 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 gebildet.

261 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 Monetarisierungsfaktors[66] 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.

262 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.

263 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 Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. 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

[66] Vgl. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur durch Consentec GmbH, FGH und Frontier Economics Limited, Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze, S. 99 ff.

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.

264 Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro 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.

265 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.

266 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 unvertretbaren Ergebnissen.

267 Damit bleibt die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors für die Qualitätselemente Netzzuverlässigkeit für die fünfte Regulierungsperiode unverändert. Unter Verwendung dieser Methodik wird auf Basis aktueller Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich aktualisiert.

268 Tenorziffer 5.4.5 bestimmt, dass die Qualitätselemente je Netzebene zu dem in der

Regulierungsformel der Festlegung RAMEN Strom enthaltenen Qualitätselement summiert werden.

269 Die konkrete Berechnungsformel wird in Tenorziffer 5.4.6 festgelegt als:

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

mit:

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

9.4.2 Kappungsgrenze (Tenorziffer 5.4.7)

270 Nach Tenorziffer 5.4.7 wird als eine Sicherheitsmechanismus eine Kappungsgrenze für die Erlösauswirkung geregelt, um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen. Dazu regelt Tenorziffer 5.4.7 Satz 1 eine Kappung der Erlösauswirkung von einheitlich 2 bis 4 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

ENTWURF

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.

271 Die Kappung wird entsprechend der bisherigen Praxis erst nach Summierung der Bonus- und Maluszuschläge 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 2 bis 4 Prozent vor. Innerhalb dieses Korridors wird jährlich derjenige Prozentsatz neu bestimmt, der im Ergebnis zu der geringsten Abweichung von der Erlösneutralität führt.

10. Netzleistungsfähigkeit (Tenorziffer 6 und 6.1)

272 In Tenorziffer 6 wird die Netzleistungsfähigkeit als weiterer Bestandteil der Versorgungsqualität definiert als:

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

273 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."

274 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.

275 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.

276 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 Satz 3 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.

277 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.

278 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 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 übertragenen 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) Strom-VO 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.

279 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.

280 Die Digitalisierung wurde von der Beschlusskammer zunächst nicht als eigenständiger Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit eingeordnet. In diesen frühen Überlegungen wurde die Digitalisierung, entsprechend dem Eckpunktepapier 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 Energiewendekompetenz, 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.

281 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.

282 Grundsätzlich sollte ein Netzbetreiber schon aus eigenem Interesse Anreize haben, 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.

283 Für die Aus- und Weiterbildung liegen aktuell allerdings noch keine konkreten Ansätze für eine geeignete Datengrundlage und damit einer 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, wird von einer Datenerhebung zur Aus- und Weiterbildung in der nächsten Datenerhebung noch abgesehen.

10.1. **Energiewendekompetenz (Tenorziffer 6.2)**

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

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

285 Mit der Berücksichtigung der Energiewendekompetenz als Bestandteil der Netzleistungsfähigkeit werden 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 Erneuerbare-Energien-Anlagen 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.

10.1.1 Indikator und Kennzahlen (Tenorziffer 6.2.1)

10.1.1.1 Kriterien zur Bewertung der Geeignetheit

286 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 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 dargelegt (vgl. Eckpunktepapier Kapitel 6.3.1) und in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier positiv bewertet (vgl. Kapitel 3.2.5, S. 28f.) sowie im Gutachten weiter spezifiziert worden sind (vgl. Gutachten Kapitel 2.5), 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 soll 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.

287 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

288 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 Erneuerbare-Energien-Anlagen (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 Netzinfrastruktur 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.

289 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.

290 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, haben Netzanschlüsse eine wesentliche Relevanz für die Energiewende. Da bisher ausschließlich der Indikator Netzanschuss 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. Der konkrete Prozess ist jedoch 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. Der Indikator Netzanschluss ist zudem umsetzbar, vergleichbar und messbar, da der Netzanschluss einen wahrnehmbaren Output darstellt.

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

291 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.

292 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-Energien-Anlagen (Netzanschlussdauer erneuerbare Energien) und
- Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien (Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien).

293 Mit der Bildung dieser vier Kennzahlen folgt die Beschlusskammer der Auffassung einiger Netzbetreiber, die bereits zum Eckpunktepapier NEST in diese Richtung Stellung genommen haben.

294 Nicht dieselbe Auffassung vertritt die Beschlusskammer, wie einige Netzbetreiber, die zum Eckpunktepapier 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.

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

296 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 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 (siehe dazu E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, S. 32-39, S. 42-45, vgl. auch Ausführungen im Kapitel 2.5, S. 18). 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 (siehe dazu E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, S. 30 ff.). Zwar stellt die Größe eines Netzbetreibers, beispielsweise bezüglich der versorgten bzw. geografischen Fläche oder der Anzahl angeschlossener Letztverbraucher, einen exogenen Faktor dar, der einen unmittelbaren Einfluss auf die Anzahl von Anschlussbegehren hat, aber dieser Zusammenhang steht dem Effekt gegenüber, dass größere Netzbetreiber auch entsprechend größere Ressourcen zur Verfügung haben sollten (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Kapitel 2.6.1, Seite 26ff.). Aus diesem Gründen geht die Beschlusskammer von einer ausreichenden Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber in Bezug auf die Kennzahlen der Umsetzungsquoten aus. 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 zusätzlich angeschlossenen Anlagen einen wahrnehmbaren Output darstellen.

297 Mit der Relevanz der zusätzlich ans 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 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 10.1.4 und 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 Umsetzungsdauern aus.

298 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.

299 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.

10.1.1.4 Kennzahlen im Bereich der Standardisierung

300 Die Beschlusskammer hat die in Stellungnahmen zum Eckpunktepapier aufgestellten Forderungen mancher Netzbetreiber nach der Förderung von Standardisierungen in ihren Ermittlungen berücksichtigt. Bereits in ihrem Eckpunktepapier 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 (vgl. Eckpunktepapier, Kapitel 6.3.5, S. 24). 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.

301 Aus der bisherigen Befassung mit den Beiträgen der Branche und Wissenschaft haben sich immer noch keine geeigneten Kennzahlen im Bereich der Standardisierung oder Modularisierung für die Beschreibung der Energiewendekompetenz ergeben (vgl. bereits Eckpunktepapier, Kapitel 6.3.5, S. 25). Für entsprechende Anregungen, wie solche Ansätze konkret zu definieren sein könnten, bleibt die Bundesnetzagentur auch weiterhin offen.

302 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.

303 Das Modell des Leistungs- und Skalierungselements der E.ON SE wurde in ausführlichster Form als Gutachten von der Consentec GmbH und PWC im Rahmen zweier Expertenaustausche vorgetragen (vgl. Kapitel 5.2 und 5.4). 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 mehreren Gründen keine Alternative zur in der vorliegenden Festlegung geregelten

Systematik.

304 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 begrenzen 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, 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.

305 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 rechnet für sich in Beispielprojekten mit einem zusätzliche Erlösvolumen von 4,4 Mrd. Euro.

306 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.

307 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.

308 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

309 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.

310 Aus diesem Grund berücksichtigt die Beschlusskammer die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der Digitalisierung. Eine darüberhinausgehende 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.

311 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 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 a) MsbG nicht zwingend erforderlich.

312 Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch-Maßnahmen, ist die Beschlusskammer wie bereits im Eckpunktepapier 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 Absatz 1 Nummer 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 Netzbetretreibers 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 Überprüfungen der Kennzahlen im Bereich der Netzanschlüsse

313 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 Gutachten aufgeführt. Die durch die Beschlusskammer ermittelten Werte weichen zum Teil leicht von den Werten, die im Gutachten aufgeführt sind, ab, da die Beschlusskammer mit einem Datensatz gerechnet hat, der zwischenzeitlich durch die Netzbetreiber korrigierte Daten berücksichtigt.

314 Für die Überprüfung der Kennzahlen wurde zunächst die geeignete Datenbasis erstellt, indem der Datensatz nach bestimmten Kriterien bereinigt wurde. Im Rahmen der Bereinigung des Datensatzes wurden Netzbetreiber mit sehr wenigen Anschlussbegehren aus dem Datensatz entfernt, da diese häufiger Ausreißer bilden und dadurch gegebenenfalls zentrale Tendenzen oder Streuungen verdecken.

315 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.

316 Um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu bewerten, muss erst eine quantifizierbare Betroffenheit festgestellt werden, die es ermöglicht, vom Kennzahlenwert auf die Energiewendekompetenz zu schließen (vgl. Gutachten, Seite 21). 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 Gutachten 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 Gutachten wurde der Schwellenwert bei mindestens zehn

qualifizierten/vollständigen Netzanschlussbegehren je Spannungsebene festgelegt (vgl. Gutachten, Seite 25). Laut gutachterlichen Ermittlungen trifft dies auf den Großteil der Netzbetreiber zu. Beispielsweise hatten 689 von 743 berücksichtigten Netzbetreibern auf der Niederspannungsebene im Rahmen der Datenerhebung mehr als zehn qualifizierte/vollständige Netzanschlussbegehren angeben (vgl. Gutachten, Seite 29).

317 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 (z. B. 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 Gutachten wurden zudem zahlreiche weitere potentiell geeignete Strukturparameter untersucht und abgelehnt (vgl. Gutachten, Seite 33). Diese Ergebnisse teilt die Beschlusskammer. Die relative Betroffenheit wurde durch die Beschlusskammer, wie auch im Gutachten, für jede betrachtete Spannungsebene sowie jede Kennzahl separat ermittelt, ausgewertet und im Ergebnis abgelehnt.

318 Im Einzelnen wurden in dieser Überprüfung zur Bestimmung der relativen Betroffenheit im ersten Schritt die beiden relevanten Variablen (Strukturparameter und Anzahl der Netzanschlussbegehren) in einem Streudiagramm einander gegenübergestellt. Damit soll zunächst veranschaulicht werden, wie sich die Anzahl der Netzanschlussbegehren 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 auswertet 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 (vgl. Gutachten, Seite 24):

- das Korrelationsmaß nach Pearson (r),
- das Rangkorrelationsmaß nach Kendall (τ),
- das Rangkorrelationsmaß nach Spearman (ρ) und

- das adjustierte Bestimmtheitsmaß R^2.

319 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:

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

mit:

y abhängige Variable (Anzahl an Netzanschlussbegehren oder Kennzahlenwert)

x unabhängige Variable (Strukturparameter)

a, b rechnerisch zu ermittelnde Konstanten.

320 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 geäußerten Forderung Rechnung, die Heterogenität und Unterschiede zwischen den Netzbetreibern, insbesondere aufgrund regionaler Gegebenheiten, angemessen zu berücksichtigen.

10.1.1.7 Weitere Indikatoren und Kennzahlen (Tenorziffer 6.2.1 Satz 2)

321 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)

322 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.1, Seite 26ff.). 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.1, Seite 29). Nach Satz 2 wird bei der Bildung der Kennzahl auf die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Solar-, Windenergie- und sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen abgestellt.

323 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 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:
    a. 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),

b. 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),

c. 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),

d. 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):

  a. 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)

  b. 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)

  c. 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)

324 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:

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

10.1.2.1 Kennzahlenwerte zur „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“

325 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 davon ausgegangen wird, dass nur so viele Netzanschlüsse hergestellt werden können, wir auch beantragt wurden. Dabei zeigen sich zwischen den Netzbetreibern teils deutliche Unterschiede in den Kennzahlenwerten (vgl. Abbildung 3, 4 und 5).

326 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 Gutachten 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6, S. 25, 26).

327 Der Median aus den Kennzahlenwerten lag bei den Untersuchungen, nach Entfernung einzelner Ausreißer (Umsetzungsquoten größer 1,15, nicht plausible Angaben zu Netzanschlussbegehren 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.1, S. 28).

328 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 (vgl. Statistisches Bundesamt). Ein Median in Höhe von 1 bedeutet demnach, dass ober- bzw. unterhalb von 1 jeweils die Hälfte der Werte liegen.

329 Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des Datensatzes vom 01. Oktober 2025 ergab die in Abbildung dargestellte Verteilung der „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ in der Niederspannung. Der Mittelwert liegt bei 0,885 und der Median bei 1. Viele

Kennzahlenwerte liegen nahe an 1.[67] Der überwiegende Anteil der „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ bewegt sich im Wertebereich um 1, was auf eine hohe Umsetzung von Netzanschlussbegehren bei erneuerbaren Energien in der Niederspannungsebene hinweist.

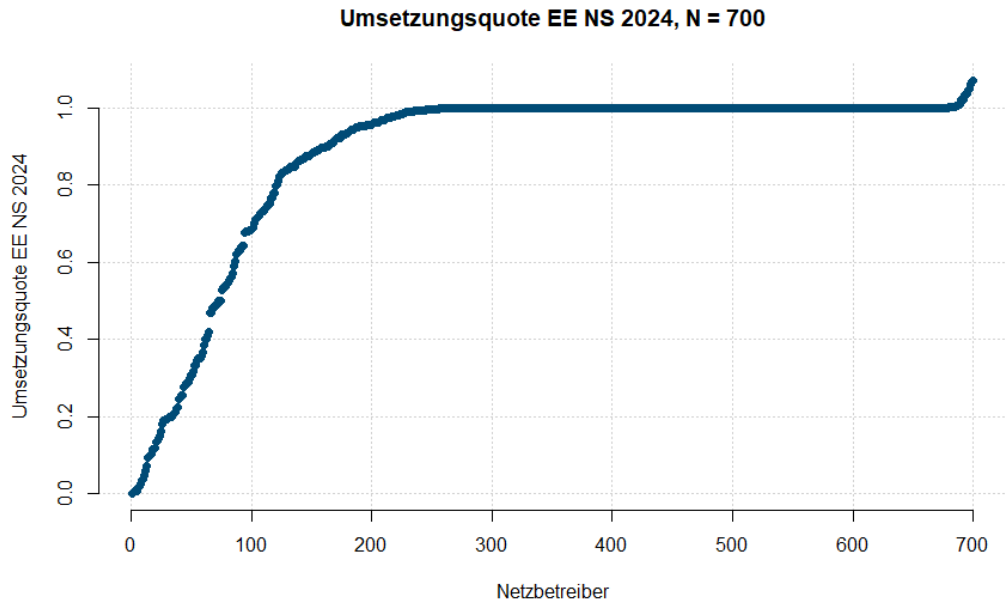


Abbildung 3: „Umsetzungsquoten erneuerbare Energie“ der 700 Netzbetreiber (N) in der Niederspannung für das Jahr 2024.

330 Der Mittelwert der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ in der Mittelspannung lag bei 0,744 und der Median bei 1 (vgl. Abbildung 4). Auch hier zeigte sich eine Häufung im Bereich hoher Umsetzungsquoten, jedoch mit einer etwas stärkeren Streuung als in der Niederspannung. Es traten vermehrt Fälle mit niedrigeren Umsetzungsquoten auf (z. B. unter 0,4), was auf eine heterogenere Umsetzung hinweist. Insgesamt liegt der Schwerpunkt aber weiterhin im Bereich hoher Quoten.

331 Da in der Mittelspannung sowohl die Leistung als auch die Komplexität der Netzanschlussbegehren höher ist, als in der Niederspannung, erscheint die insgesamt niedrigere Umsetzungsquote plausibel (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.1, S. 35).

[67] Die Werte weichen von den im Gutachten ermittelten Werten ab, da die Berechnungen im Gutachten auf dem Datenstand vom 14. Juli 2025 basieren. Die Auswertungen der Beschlusskammer beruhen dagegen auf dem im Folgenden weiter plausibilisierten Datensatz vom 01.10.2025.

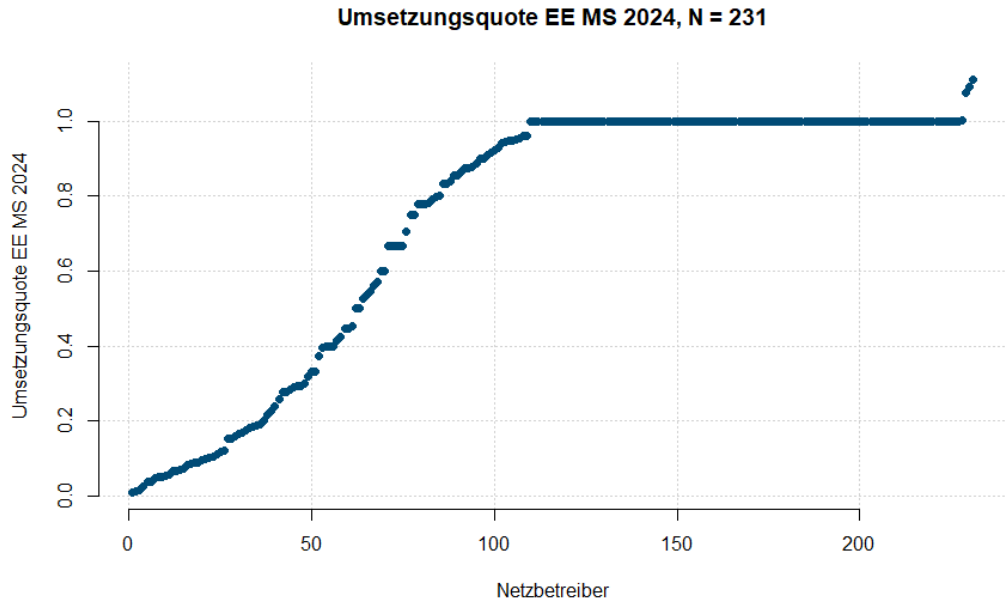


Abbildung 3: „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ der 231 Netzbetreiber (N) in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

332 In der Hochspannung lagt der Mittelwert der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ bei 0,481 und der Median bei 0,166 und damit deutlich niedriger als in der Nieder- und Mittelspannung (vgl. Abbildung 4). Die Verteilung zeigt ein bimodales Muster, was auf eine ausgeprägte Heterogenität in der Umsetzung hinweist. Während einige Netzbetreiber die Netzanschlussbegehren vollständig umsetzen, erfolgt dies bei anderen Netzbetreibern nur in sehr geringem Umfang.

333 Aufgrund der geringen Anzahl der einbezogenen Netzbetreiber (N = 14) ist die Aussagekraft der Ergebnisse jedoch eingeschränkt. Die insgesamt wesentlich geringere Umsetzungsquote erscheint aber plausibel, da Netzanschlussbegehren in der Hochspannung sehr individuell und leistungsmäßig besonderes umfangreich sind (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.1, S. 39).

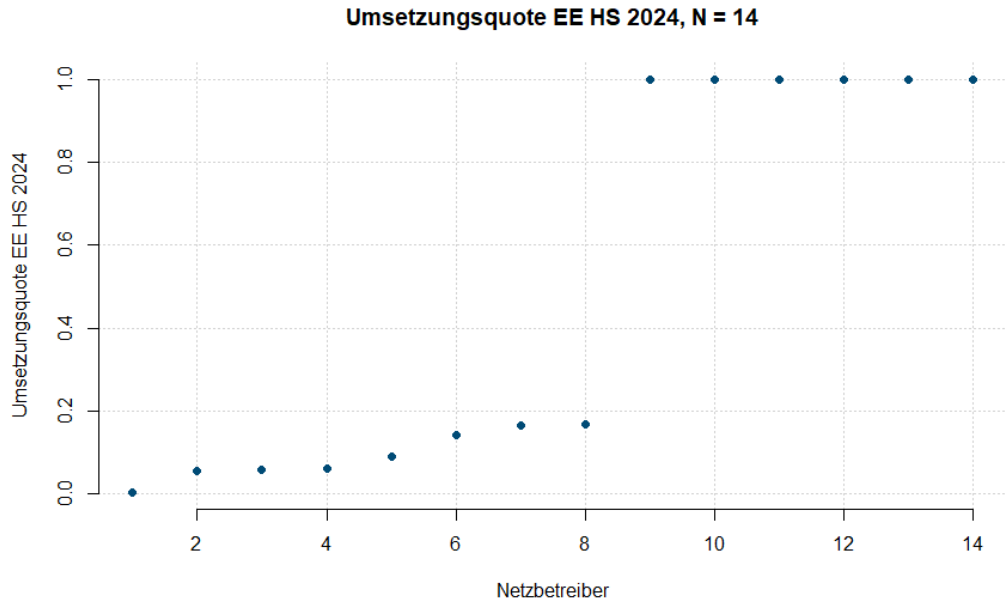


Abbildung 4: „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ über 14 Netzbetreiber (N) in der Hochspannung für das Jahr 2024.

334 In Tabelle 1 sind die statistischen Kenngrößen zu den „Umsetzungsquoten erneuerbare Energien“ zusammengefasst. Für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung sind darin die Angaben zum Minimum (Min.), dem Median, dem arithmetischen Mittelwert (Mean), dem Maximum (Max.) und der Standardabweichung (SD) der Kennzahlenwerte enthalten. Zudem ist die Anzahl der berücksichtigten Beobachtungen (Anz.) angegeben.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	0,002	0,011	0,004
Median	1,000	1,000	0,166
Mean	0,881	0,806	0,529
Max.	1,070	1,111	1,000
SD	0,244	0,353	0,468
Anz.	704	231	14

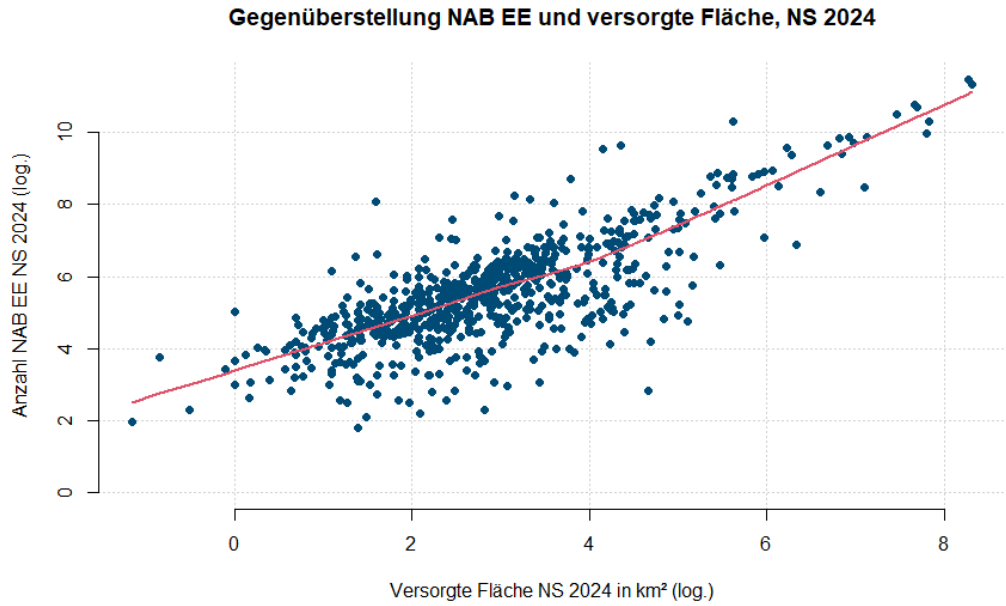
Tabelle 1: Statistik für die „Umsetzungsquoten erneuerbarer Energien“ für das Jahr 2024.

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

335 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 (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Seite 33 bis 39).

336 Die Untersuchung der relativen Betroffenheit hat einen signifikanten linearen Zusammenhang zwischen der Anzahl der Netzanschlussbegehren und der versorgten bzw. geografischen 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 (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Kapitel 6.2.1, S. 30ff.). Die Betroffenheit steht damit in klarem linearem Zusammenhang zur Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber.

337 In Abbildung 6 ist auf einer logarithmischen Skala die Anzahl der Netzanschlussbegehren für Erzeugungsanlagen zur Einspeisung erneuerbarer Energien in der Niederspannung in Beziehung zur versorgten Fläche dargestellt. Die logarithmische Skala hebt Unterschiede in den Größenordnungen klarer hervor als in den entsprechenden Abbildungen im Gutachten (vgl. Gutachten, Seite 30). Ein weiterer Vorteil der logarithmischen Darstellungsform besteht darin, dass sie bei einer stark variierenden Anzahl von Netzanschlussbegehren auch kleinere Netzbetreiber (mit weniger Anschlussbegehren) sichtbar macht und deren Beziehung zur versorgten Fläche deutlicher verdeutlicht.



.

Abbildung 5: Streudiagramm zur Anzahl der Netzanschlussbegehren von EE-Anlagen zur versorgten Fläche in der Niederspannung für das Jahr 2024 (logarithmische Darstellung.

338 Wie auch im Gutachten 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 (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Kapitel 6.2.1, S. 30ff.).

339 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 (Niederspannung) bzw. geografische Fläche (Mittel- und Hochspannung) betrachtet. In der Tabelle 2 sind die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Kenndall und Spearman sowie das (lineare) adjustierte Bestimmtheitsmaß R^2angegeben. Weitere Ergebnisse zu potenziell geeigneten Strukturparametern können den Untersuchungen im Gutachten entnommen werden (vgl. E-Bridge Gutachten vom 31. Juli 2025, Kapitel 6.2.1, S. 33ff.). Die Analysen der Beschlusskammer lieferten vergleichbare Ergebnisse.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Korrelationskoeffizient nach Pearson	-0,153	-0,324	-0,574

Korrelationskoeffizient nach Kenndall	-0,136	-0.312	-0,577
Korrelationskoeffizient nach Spearman	-0,180	-0,422	-0.709
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß	0,022	0,101	0,273

Tabelle 2: Korrelation „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ am Beispiel eines gebietsstrukturellen Merkmals (Fläche).

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

341 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.1, S. 33).

342 Diese Überprüfungen wurden insbesondere deshalb so umfangreich vorgenommen, um den Forderungen aus der Branche, vor allem des BDEW im zweiten Expertenaustausch, sowie den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier gerecht zu werden. Dabei wurde die Berücksichtigung von Unterschieden, besonderen Umständen, regionalen und strukturellen Besonderheiten sowie unterschiedlichen Technologien eingegangen. Da jedoch weder die die wissenschaftlichen Begleiter noch die Beschlusskammer praktische, systematische Zusammenhänge aufzeigen konnten, wird zunächst auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet.

343 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 4.1). 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-Energien-Anlagen“.

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

344 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.1, Seite 29).

345 Nach Satz 2 wird bei der Bildung der Kennzahl auf die Netzanschlussbegehren und Netzanschlüsse von Wärmepumpen Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Elektrolyseuren, sonstigen Verbrauchseinrichtungen sowie Speichern abgestellt (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.1, Seite 26ff.). 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 Verbrauchseinrichtungen. Demnach sind sonstige Verbrauchseinrichtungen im Sinne des Satzes 2 alle Verbrauchseinrichtungen, 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 sonstigen Verbrauchseinrichtungen nur solche, die als sogenannte Energiewendetechnologien eingeordnet werden. Gedacht sei insbesondere an solche Anschlüsse und Anschlusserweiterungen, 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 beispielhaft Industrieanschlüsse zu nennen, bei denen zuvor ein fossiler Energieträger zur Energieversorgung oder zur Wärmeversorgung genutzt wurde oder auch Fernwärme- und Nahwärmeversorgungssysteme, bei denen zuvor ein fossiler Energieträger zur Wärmeproduktion eingesetzt wurde. Ebenso können auch Verbrauchseinrichtungen im Gewerbe und Haushaltsbereich erfasst sein, bei denen fossile Energieträger durch Strom ersetzt werden.

346 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.

347 Die „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologie“ ist als Kennzahl ähnlich konstruiert wie die „Umsetzungsquote von erneuerbaren Energien“ in Tenorziffer 6.2.2 und Kapitel 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.

348 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:
    a. 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),
    b. 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),
    c. 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
    d. 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:
    a. Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Ladeeinrichtungen für Elektromobile (5.1.1 – NS, MS/NS, 5.1.6 – MS, HS/MS),
    b. 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),

c. 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),

d. 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

e. Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Elektrolyseuren (5.1.5 – MS, HS/MS, 5.1.10 – HS, HöS/HS).

349 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.

350 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:

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

351 Auch die Überprüfung dieser Kennzahl durch die Beschlusskammer und durch den wissenschaftlichen Begleiter hat ergeben, dass die „Umsetzquote 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 erneuerbare Energien“ angewendet.

352 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. Im Gegensatz zur Kennzahl „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“ konnten in allen Spannungsebenen die Hälfte der Netzanschlussbegehren innerhalb eines Jahres realisiert werden. Der Median der Kennzahlenwerte liegt in allen Fällen bei etwa 1.

353 Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des plausibilisierten Datensatzes für die Niederspannung zeigt, ähnlich wie bei der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“, eine rechtsschiefe Verteilung, wobei viele Kennzahlenwerte auch hier nah bei 1 liegen. Der Großteil der „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ bewegte sich im Bereich von 0,8 bis etwa 1, was auf eine hohe Umsetzung von Netzanschlussbegehren in der Niederspannungsebene hinweist (siehe 7).

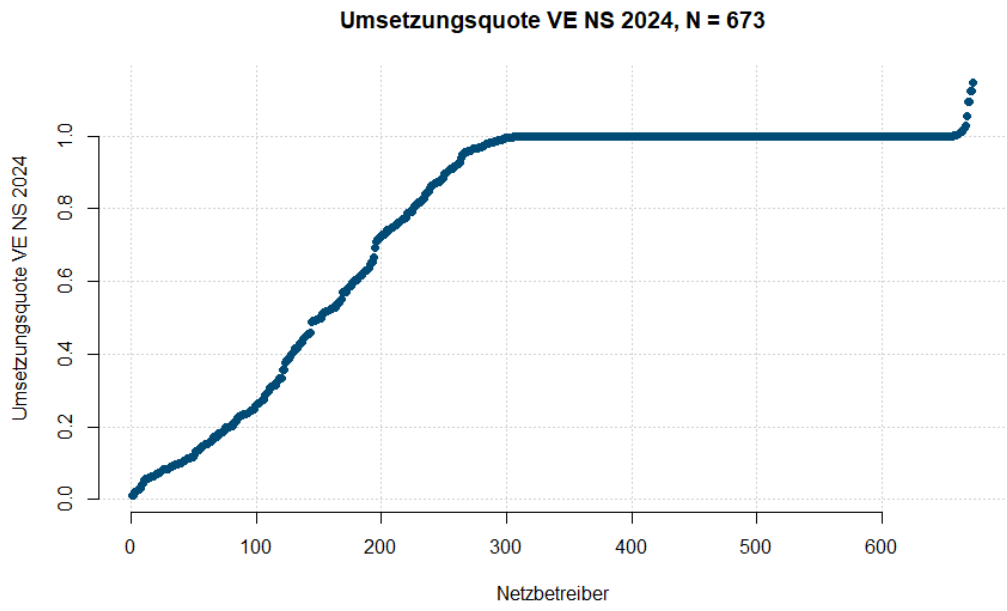


Abbildung 6: „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher –Energiewendetechnologien“ von 673 Netzbetreibern (N) in der Niederspannung für das Jahr 2024.

354 Der Mittelwert der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher - Energiewendetechnologien“ in der Mittelspannung lag bei den Auswertungen, ebenso wie bei der „Umsetzungsquote erneuerbare Energien“, bei 0,76 (siehe Abbildung 7).

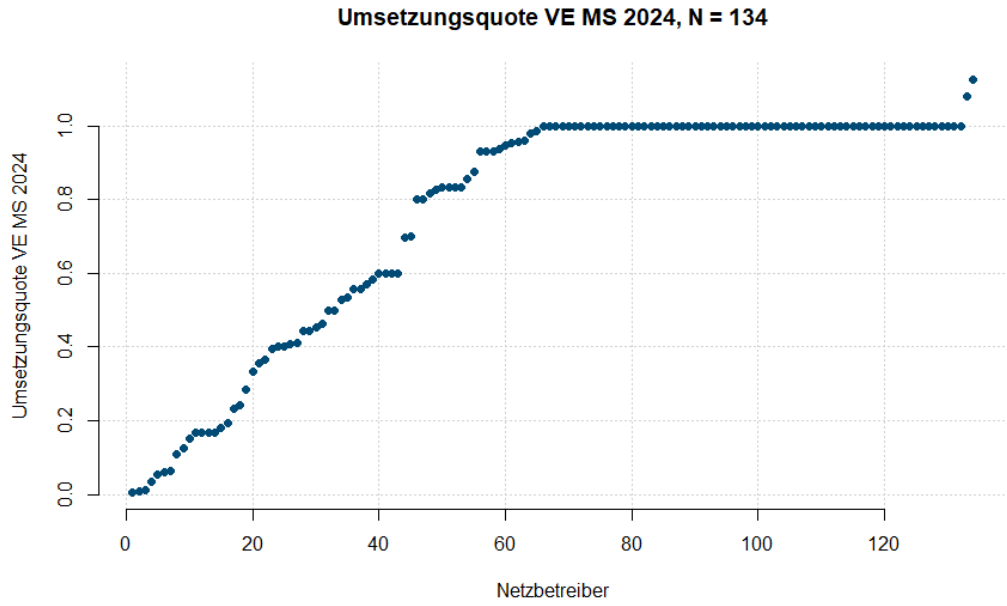


Abbildung 7: „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 134 Netzbetreibern (N) in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

355 In der Hochspannung lag der Mittelwert der „Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ bei 0.62 und war damit niedriger als in der Nieder- und Mittelspannung (siehe Abbildung 8). Dieses Ergebnis weist auf eine hohe Heterogenität bei der Umsetzung hin. Aufgrund der auch hier geringen Stichprobengröße ist die Aussagekraft auch bei den Verbrauchseinrichtungen und Speichern in der Hochspannung eingeschränkt. Die insgesamt niedrigere Umsetzungsquote in der Hochspannung ist jedoch plausibel, da sie mit typischen, tendenziell zeitaufwendigen und komplexen Netzanschlussprüfungen sowie sehr individuellen und leistungsstarken Anschlussbegehren in der Hochspannung zusammenhängt (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.1, S. 44).

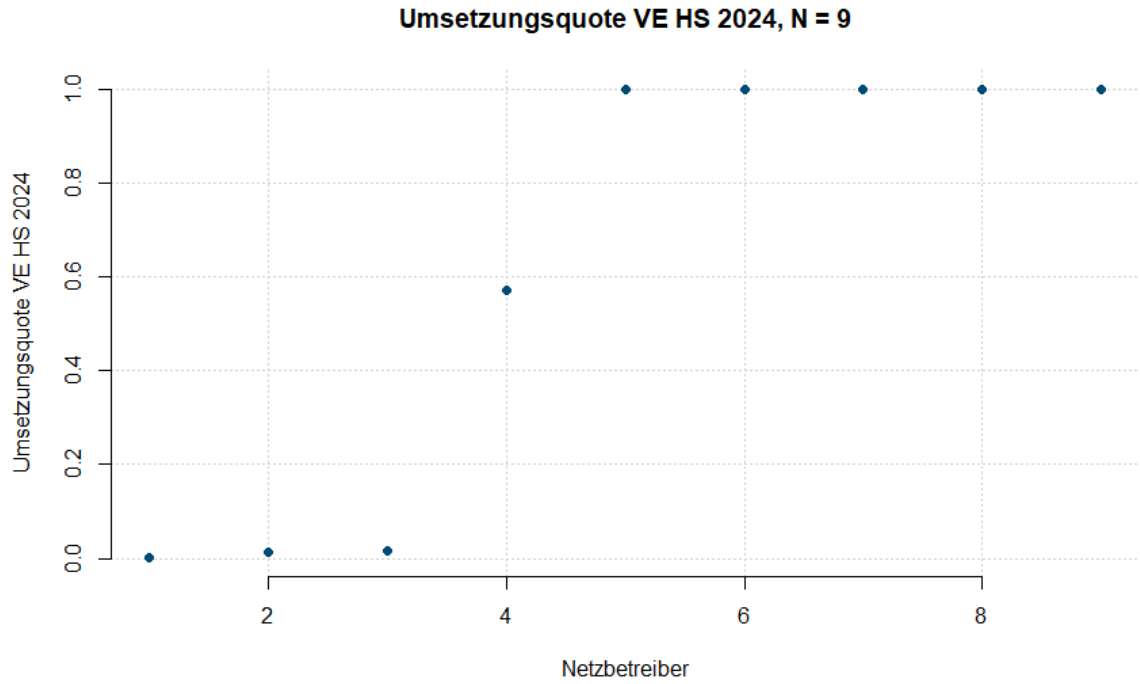


Abbildung 8: „Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 9 Netzbetreibern (N) in der Hochspannung für das Jahr 2024.

356 Im Vergleich zu den im Gutachten ausgewiesenen statistischen Kenngrößen zeigen sich hier Verbesserungen der Werte. Diese Verbesserungen sind insbesondere auf den aktualisierten Datenstand zurückgeführt. Die Netzbetreiber haben die Gelegenheit genutzt, nach dem Zeitpunkt, an dem der Datenstand für das Gutachten übermittelt wurde, Korrekturen an nicht plausiblen Angaben vorzunehmen. Angesicht des verbesserten Datensatzes sind die Ergebnisse daher vergleichbar und nachvollziehbar.

357 In Tabelle 3 sind die statistischen Kenngrößen zu den Umsetzungsquoten Verbrauchseinrichtungen und Speicher - Energiewendetechnologien zusammengefasst. Für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung sind darin die Angaben zum Minimum (Min.), dem Median, dem arithmetischen Mittelwert (Mean), dem Maximum (Max.) und der Standardabweichung (SD) der Kennzahlenwerte enthalten. Zudem ist die Anzahl der berücksichtigten Beobachtungen (Anz.) angegeben.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	0,012	0,006	0,002
Median	1,000	1,000	1,000
Mean	0,778	0,764	0,622

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Max.	1,147	1,125	1,000
SD	0,328	0,326	0,480
Anz.	673	134	9

Tabelle 3:Statistik für die „Umsetzungsquoten bei Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ im Jahr 2024.

358 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.2, S. 42). Hinsichtlich der Berechnungen wird, wie bereits erwähnt, aufgrund der Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf die Ausführungen in Kapitel 10.1.2 verwiesen.

10.1.4 Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Erneuerbare-Energien-Anlagen („Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ - Tenorziffer 6.2.4)

359 Tenorziffer 6.2.4 regelt die Bildung der Kennzahl „Minimierung der Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Erneuerbare-Energien-Anlagen“ (im Folgenden: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“). Das Ziel dieser Kennzahl ist es, einen Anreiz zu schaffen, die Netzanschlussprozesse effizienter zu gestalten und damit zu beschleunigen. Nur mit beschleunigten Netzanschlussprozessen lässt sich die steigende Anzahl und Leistung neuer Netzanschlussbegehren zu bewältigen, die durch die Energie-, Verkehr- und Wärmewende entstehen. Zudem dienen die Anschlussdauern als Indikator für mögliche Hindernisse, wie etwa ineffiziente Netzplanungen.

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

361 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.

362 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 Erneuerbare-Energien-Anlagen 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 Netzanschlussbegehren definiert und markiert den Startzeitpunkt für den Teilprozess 1.

363 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.

364 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.

365 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 45 ff.). Mit dieser Herangehensweise setzt die Beschlusskammer auch die Forderungen einiger Netzbetreiber aus den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier um, die eine hinreichende Berücksichtigung exogener Einflussfaktoren, gefordert haben.

366 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 EE-Erzeugungsanlagen [...]":
    a. Niederspannung: 4.3.1,
    b. Mittelspannung: 4.3.3 und
    c. Hochspannung: 4.3.5.
- Teilprozess 2 = „Median der Dauer je Vorgang "Annahme der Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme/Bereitstellung der Netzanschlusskapazität" für EE-Erzeugungsanlagen [...]":
    a. Niederspannung: 4.3.2,
    b. Mittelspannung: 4.3.4 und
    c. Hochspannung: 4.3.6.

367 Für die Berechnung der Gesamtdauer des Netzanschlussprozesses (MinDauerEE) wird die Summe der Dauern der Teilprozesse t_1 und t_2 je Spannungsebene gebildet. Dabei werden die Umspannebenen jeweils der unteren Spannungsebene zugeordnet:

$$\mathrm{MinDauer}_{\mathrm{EE}} = \tilde{t}_{\mathrm{Teilprozess\ 1}} + \tilde{t}_{\mathrm{Teilprozess\ 2}}$$

368 Wie im Erhebungsbogen erfolgt die Angabe der Kennzahlenwerte jeweils in der Einheit Tage (d).

369 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 46). Wie bei den Umsetzungsquoten soll dies die besondere Herausforderung und die absolute Betroffenheit der Netzbetreiber differenziert nach Spannungsebenen widerspiegeln.

370 Der Median der „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ liegt in der Niederspannung bei 39 Tagen, während der Mittelwert bei 50,6 Tagen liegt (siehe Abbildung 9). 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.

371 Im Gutachten werden die Teilprozesse darüber hinaus getrennt betrachtet. Dabei wurde für den Teilprozess 1, also vom qualifizierten Netzanschlussbegehren bis zur Netzanschlusszusage, ein Median von 13,5 Tagen und ein Mittelwert von 15,07 Tagen für die Niederspannung ermittelt. Für den Teilprozess 2, also vom Abschluss des Netzanschlussvertrages bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses, ergab sich dagegen ein Median von 23 Tagen und ein Mittelwert von 35,53 Tagen in der Niederspannung. Diese Unterschiede sind auch plausibel, da der Teilprozess 2 auch zeitaufwendigere Schritte wie Netzausbau- oder Verstärkungsmaßnahmen umfassen kann (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 47).

ENTWURF

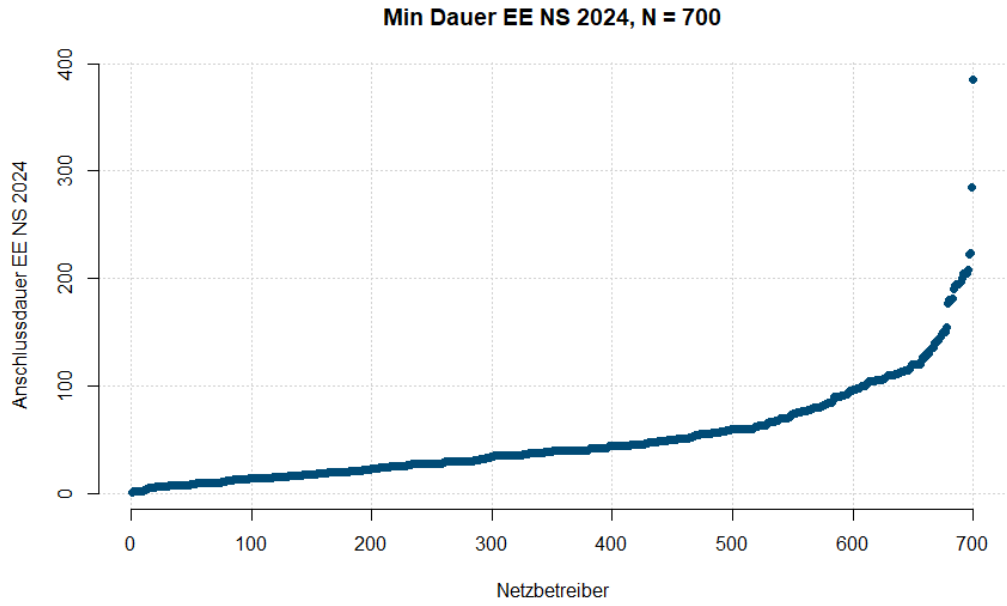


Abbildung 9: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ von 700 Netzbetreibern (N) in der Niederspannung für das Jahr 2024.

372 Die Auswertung der Kennzahlenwerte für die „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ auf Basis des bereinigten Datensatzes für die Mittelspannung ergab einen Median von 144 Tagen und einen Mittelwert von 189,64 Tagen (siehe Abbildung 10). Diese Ergebnisse sind aufgrund des höheren Prüfaufwands in der Mittelspannung und gegebenenfalls erforderlichen Netzausbau oder -verstärkungsmaßnahmen plausibel.

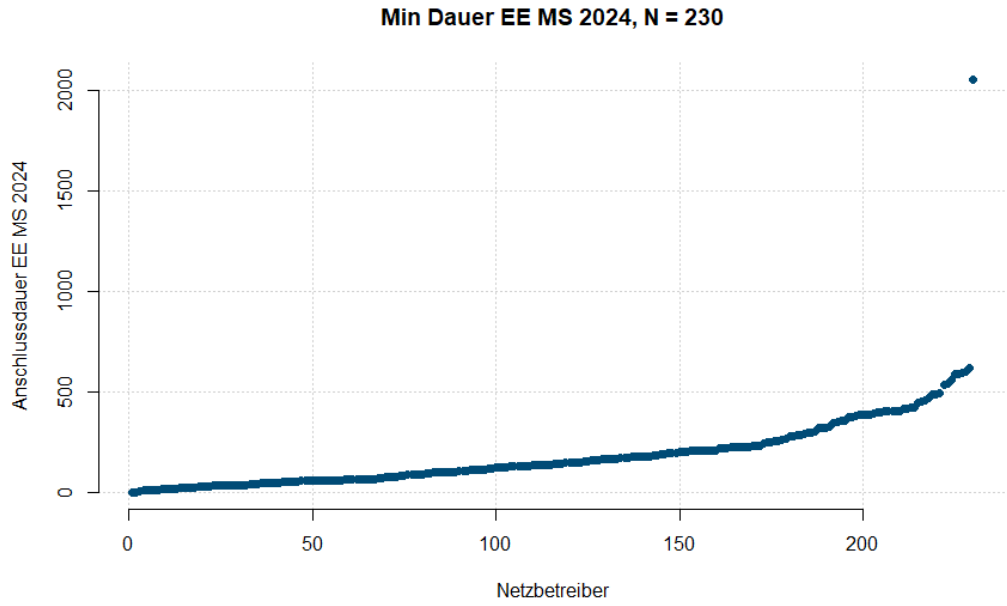


Abbildung 10: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ von 230 Netzbetreibern (N) in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

Für die Hochspannung hat die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des Datensatzes

einen Median von 280 Tagen und einen Mittelwert von 280,32 Tagen ergeben (siehe Abbildung 11). Auch diese Ergebnisse sind aufgrund der höheren Komplexität von Netzanschlüssen in der Hochspannung plausibel.

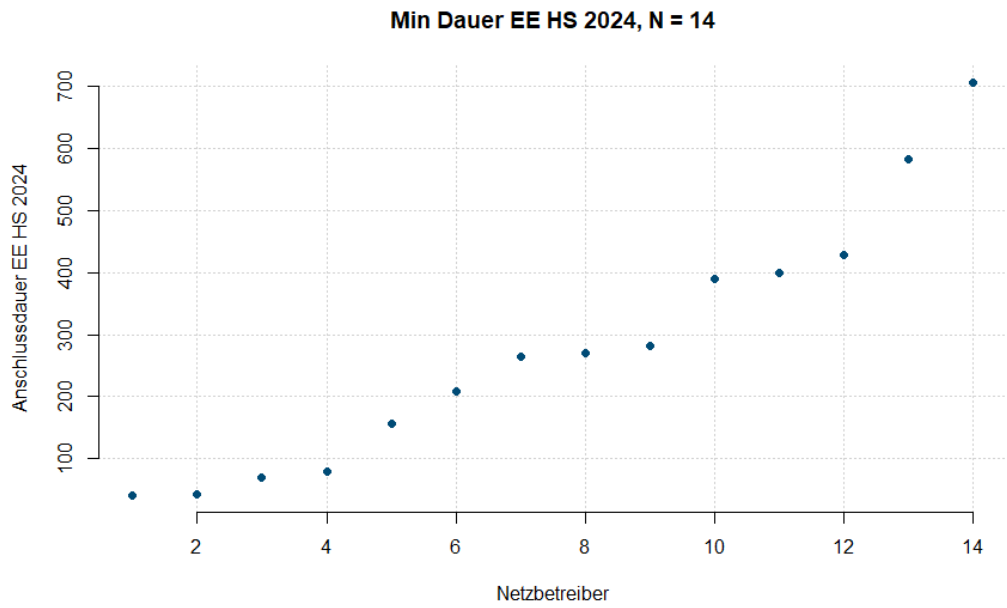


Abbildung 11: „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien" von 14 Netzbetreibern (N) in der Hochspannung für das Jahr 2024.

373 In Tabelle 4 sind die statistischen Kenngrößen zur Kennzahl Netzanschlussdauer erneuerbare Energien zusammengefasst. Für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung sind darin die Angaben zum Minimum (Min.), dem Median, dem arithmetischen Mittelwert (Mean), dem Maximum (Max.) und der Standardabweichung (SD) der Kennzahlenwerte enthalten. Zudem ist die Anzahl der berücksichtigten Beobachtungen (Anz.) angegeben.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	1,000	4,000	41,000
Median	39,000	144.000	268,000
Mean	50,600	189,646	280,321
Max.	385,000	2056,000	706,000
SD	44,462	189,713	203,950
Anz.	700	230	14

Tabelle 4: Statistik zur Kennzahl „Umsetzungsdauer erneuerbare Energien" in Tage für das Jahr 2024.

374 Die Überprüfungen haben auch bei der Kennzahl „Umsetzungsdauer erneuerbare Energien"

keinen statistisch gesicherten gebietsstrukturellen Einfluss ergeben, sodass auch für diese Kennzahl auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet wird (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 48, 49).

375 In der folgenden Tabelle 5 sind die statistischen Kennzahlen zusammengefasst, die den statistischen Auswertungen zur Betroffenheit aufgrund der „Netzanschlussdauer erneuerbare Energien“ in der Niederspannung für das Jahr 2024 zugrunde liegen:

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Korrelationskoeffizient nach Pearson	-0,0376	0,0680	0,0890
Korrelationskoeffizient nach Kenndall	0,0645	0,0450	0,1209
Korrelationskoeffizient nach Spearman	0,0966	0,0680	0,1297
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß	-0,0000	0,0003	-0,0748

Tabelle 5: Statistik für die „Umsetzungsdauer erneuerbarer Energien“ für das Jahr 2024.

376 Zwar ergeben sich Abhängigkeiten von Anzahlen und Leistungen bereits existierender sowie neuer Netzanschluss- und Einspeisepunkte auf der Hochspannungsebene, das kann aber aufgrund der geringen Anzahl an Betrachtungen in der Hochspannung nicht als statistisch gesichert angesehen werden. Ob eine hohe Vorbelastung der Netze durch viele bereits existierende Anschlüsse und/oder durch eine gleichzeitige Realisierungsnotwendigkeit mehrere Anschlüsse, der Grund für die langen Anschlussdauern sind, muss auf Grundlage der Erhebungen in den nächsten Jahren statistisch überprüft werden (vgl. Gutachten, Kapitel 6.2.3, S. 51). Diese Überprüfung muss bei einer erweiterter 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)

377 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 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 dem Kapitel 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. 346).

378 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 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 […]“:
    a. Niederspannung: 5.3.1,
    b. Mittelspannung: 5.3.3 und
    c. 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 […]“:
    a. Niederspannung: 5.3.2,

b. Mittelspannung: 5.3.4 und

c. Hochspannung: 5.3.6.

379 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.

380 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:

$$\text{MinDauer}_{\text{VE}} = \tilde{t}_{\text{Teilprozess 1}} + \tilde{t}_{\text{Teilprozess 2}}$$

381 Wie im Erhebungsbogen erfolgt die Angabe der Kennzahlenwerte jeweils in der Einheit Tage (d).

382 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 Netzanschlussbegehren 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 Netzanschlussbegehren angeben haben (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.3, S. 48ff.).

383 Der Median der Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher - Energiewendetechnologien liegt in der Niederspannung bei 31 Tagen. Der Mittelwert liegt bei 42,4 Tagen (siehe Abbildung 12). Auch bei den Verbrauchseinrichtungen und Speichern

lässt sich, wie auch bei den EE-Anlagen, aus dem höheren Mittelwert auf einzelne, stark verlängerte Prozesse schließen, wobei auch hier die Gründe für die Verlängerungen nicht aus dem Datenset ersichtlich sind.

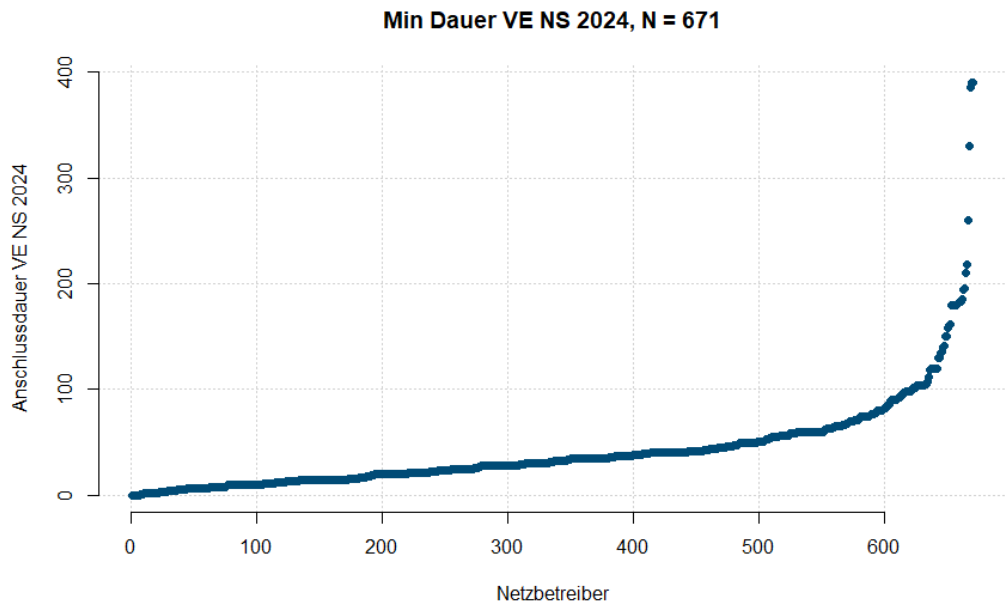


Abbildung 12: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 671 Netzbetreibern (N) in der Niederspannung für das Jahr 2024.

384 Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des bereinigten Datensatzes für die Mittelspannung ergab einen Median von 127 Tagen und einen Mittelwert von 172 Tagen (siehe Abbildung 13). Diese Ergebnisse sind auch hier aufgrund des grundsätzlich höheren Aufwands in der Mittelspannung und gegebenenfalls erforderlichen Netzausbau- und

Netzverstärkungsmaßnahmen plausibel.

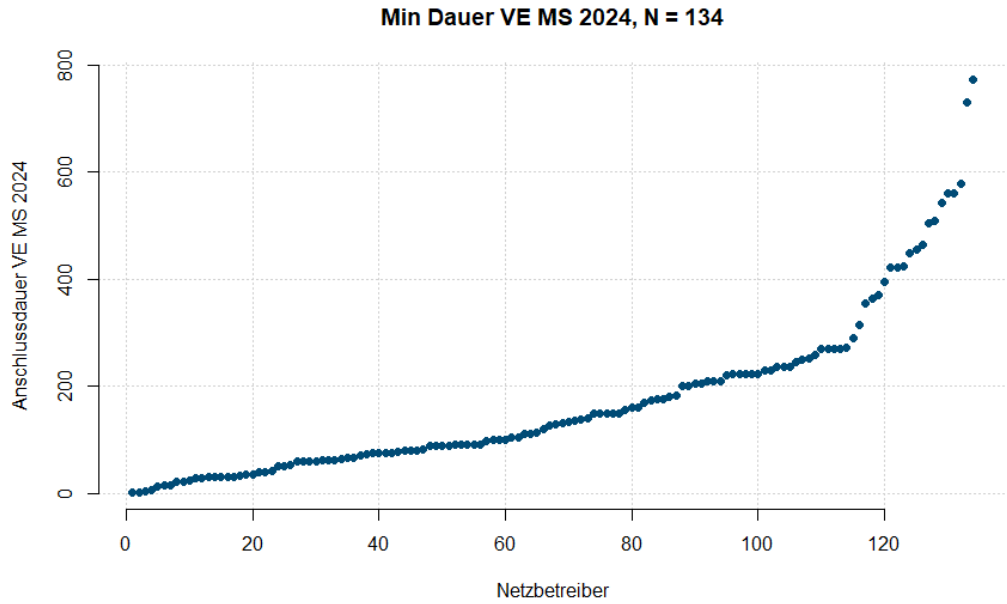


Abbildung 13: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 134 Netzbetreibern (N) in der Mittelspannung für das Jahr 2024.

385 Die Auswertung der Kennzahlenwerte auf Basis des bereinigten Datensatzes für die Hochspannung ergab erwartungsgemäß nochmals höhere Werte als in der Nieder- und Mittelspannung. Der Median der „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ liegt in der Hochspannung bei 408 Tagen und der Mittelwert bei 615,1 Tagen (siehe Abbildung 14). Auch diese Werte sind als für die Hochspannung als plausibel einzuordnen.

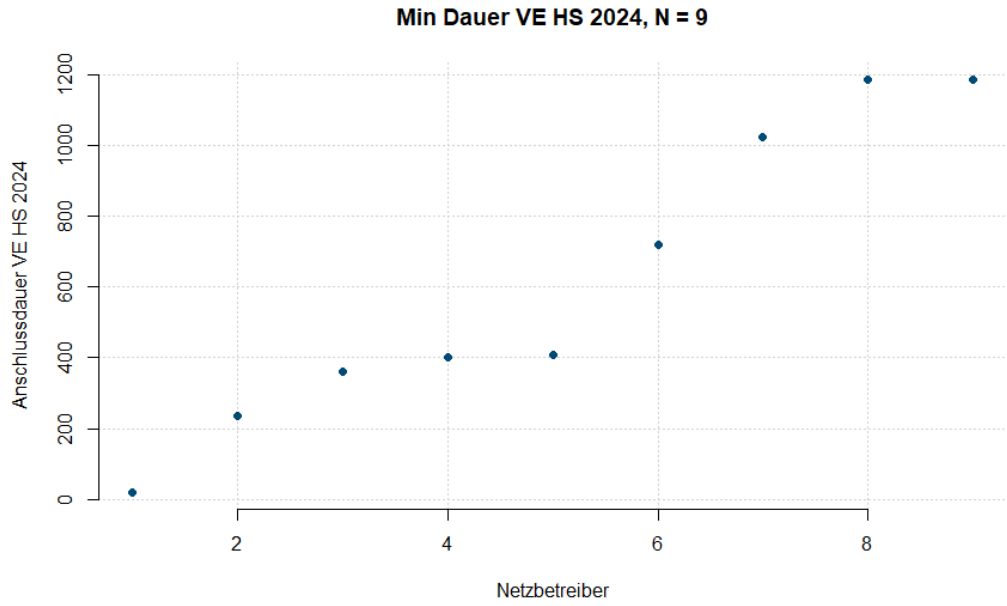


Abbildung 14: „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ von 9 Netzbetreibern (N) in der Hochspannung für das Jahr 2024.

386 In Tabelle 6 sind die statistischen Kenngrößen zur Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ zusammengefasst. Für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung sind darin die Angaben zum Minimum (Min.), dem Median, dem arithmetischen Mittelwert (Mean), dem Maximum (Max.) und der Standardabweichung (SD) der Kennzahlenwerte enthalten. Zudem ist die Anzahl der berücksichtigten Beobachtungen (Anz.) angegeben.

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Min.	0,0	2,0	20,0
Median	31,0	127,0	408,0
Mean	42,3	172,0	615,1
Max.	390,0	773,0	1185,0
SD	44,6	153,3	429,9
Anz.	671	134	9

Tabelle 6: Statistik zur Kennzahl „Netzanschlussdauer Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien“ für das Jahr 2024

387 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.6.2). Hinsichtlich der Berechnungen wird aufgrund der Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf die Ausführungen in Kapitel 14.4 verwiesen.

10.1.6 Monetarisierung (Tenorziffer 6.2.6)

388 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 Eckpunktepapier 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.

389 Für die Energiewendekompetenz mit dem Indikator Netzanschlüsse wurde im Gutachten ein vollständiger Anreizmechanismus entwickelt. Dieser setzt bei den, durch den Anschluss von erneuerbaren Energien sowie Verbrauchseinrichtungen und Speichern – Energiewendetechnologien, vermiedenen CO_2-Einsparungen an und bewertet diese netzbetreiberindividuell 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.

390 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."

391 An dieser Bewertung hat sich nichts geändert. Allerdings sieht die Festlegung RAMEN Strom zugleich die Option vor, aus den ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten Kennzahlenvorgaben zu entwickeln und bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben u.a. 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.

392 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.

393 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 Energiekompetent zu verbessern. Dies dürfte im Interesse der Netzkunden liegen. Angesichts solcher Fragen, die hier nur angerissen werden, erscheint es jedenfalls richtig, sich für die letztliche Entscheidung über eine Monetarisierung der Energiewendekompetenz ausreichend Zeit einzuräumen.

394 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 CO_2-Vermeidung zu bewerten. Das Gutachten 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.[68]

395 Der Kern des Ansatzes, wie er im E-Bridge-Gutachten (2025) beschrieben wird, ist eine klare Verknüpfung zwischen der Performance des Verteilernetzbetreibers (Umsetzungsquote und Anschlussdauer) und ökologischer Wirkung (CO_2-Einsparung), um finanzielle Anreize für den Verteilernetzbetreiber zu schaffen, die zur Umsetzung der Energiewende beitragen.

10.2. **Digitalisierung (Tenorziffer 6.3)**

396 Die Bundesnetzagentur sieht in der Digitalisierung eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

397 Bereits im Eckpunktepapier 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*

[68] Vgl. Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze vom 31.07.2025, E-Bridge Consulting GmbH und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH), S. 54 bis 65.

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.[69] [...] 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.[70]"[71]

398 Auf Grund der wesentlichen Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende, werden Kennzahlen eingeführt, die den Digitalisierungsgrad eines jeden Netzbetreibers sowie den 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.

399 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

[69] Vgl. Energy Regulators Regional Association (2023): Glossary of Energy Transition Terms. Hg. v. Energy Regulators Regional Association. Budapest, S. 7.

[70] Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen (2017): Digitale Transformation in den Netzsektoren. Aktuelle Entwicklungen und regulatorische Herausforderungen. Bonn, S. 64-65.

[71] Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur „Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz", Unterkapitel 6.3.3 „Digitalisierung und Smart Grids", S. 18.

(Gutachten, Kapitel 2.4.1, S. 14).

10.2.1 Kennzahlen (Tenorziffer 6.3.1)

400 Nach Tenorziffer 6.3.1 Satz 1 sind die Digitalisierungsindizes, die als Kennzahlen zur Bewertung der Digitalisierung als Dimension der Versorgungsqualität gebildet werden,

- die Spannungsebenenindizes,
- der Webportalindex,
- die Dimensionsindizes und
- der Gesamtindex.

Die Spannungsebenenindizes bilden dabei den Grad der Digitalisierung innerhalb der jeweils betriebenen Spannungsebenen ab. Sie bilden damit die unterste Ebene der Digitalisierungsindizes. Daneben steht der Webportalindex, wobei dieser demonstriert in welchem Maß Webportale insbesondere für die Stellung von Netzanschlussbegehren zur Verfügung stehen oder anderweitig genutzt werden. 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.

401 Im Rahmen der bisherigen Überlegungen wurde ebenfalls ein Index für die Nutzung von künstlicher Intelligenz (KI-Index), vergleichbar mit dem Webportalindex, auf der Ebene der Spannungsebenenindizes gebildet. Dieser wird für das Erhebungsjahr 2024 ermittelt und veröffentlicht. 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 nicht mehr separat ausgewiesen wird.

402 Die Kennzahlen werden nach Satz 2 der Tenorziffer 6.3.1 sowohl netzbetreiberindividuell als auch deutschlandweit gebildet. Auf diese Weise erhält jeder Netzbetreiber individuelle Spannungsebenenindizes und einen Webportalindex, die zu Dimensionsindizes und einem Gesamtindex verrechnet werden. 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 18 Digitalisierungsindizes gebildet. Tenorziffer 6.3.1 bestimmt in Satz 3, dass die Digitalisierungsindizes als Kennzahlen veröffentlicht werden.

403 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.

404 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 Beschlusskammer 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.

405 Die Beschlusskammer hat verschiedene Alternativen erwogen, wie mit eventuell fehlenden oder grob fehlerhaften Angaben umzugehen wäre. Eine Möglichkeit wäre, wie auch im Gutachten angenommen, alle fehlenden Angaben mit der schlechtesten Antwortmöglichkeit zu bewerten (vgl. Gutachten, Kapitel 2.4.1, S. 13). 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.

406 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 (vgl. Gutachten, Kapitel 2.4.1, S. 13).

407 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.

408 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 Erhebungsbogenmit mit Verweis auf das entsprechende Datum zu erläutern sein. Werden Daten vom Netzbetreiber berechnet oder geschätzt, fließen diese Werte aufgrund ihrer möglichst 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.

10.2.2 Dimensionen der Digitalisierung (Tenorziffer 6.3.2)

409 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, Kundenmanagement. Abbildung 156 zeigt die Dimensionen und die Zusammensetzung des Gesamtindexes grafisch.

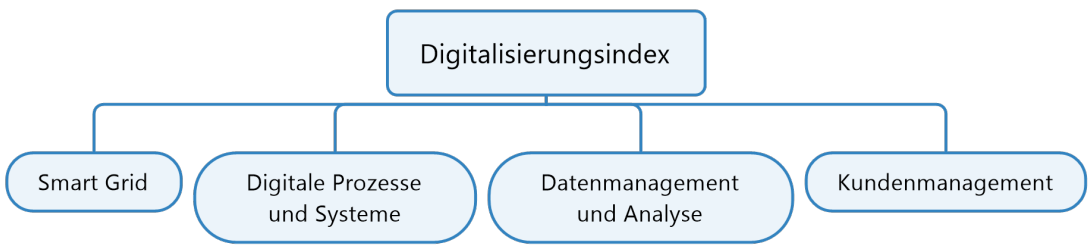


Abbildung 15: Die vier Dimensionen des Digitalisierungsindex (Gesamtindex).

410 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 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 a.)

411 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 oben in Randnummer 395 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.

412 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 b.)

413 Die Dimension Digitale Prozesse und Systeme ist gewählt worden, da digitalisierte Prozesse und Systeme beim Netzbetreiber unter anderem zu einer Beschleunigung von Netzanschlussprüfungen und Planungsprozessen sowie zu einer besseren Prognosequalität führen, wodurch ein zügigerer Infrastrukturausbau ermöglicht wird. Entsprechend wird die Dimension Digitale Prozesse und Systeme zunächst mit Kennzahlen zu Prognosen der Netzauslastung, automatisierter Netzplanung und KI-gestützter Planungsprozesse ausgefüllt.

414 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 herangezogen. Dabei wurde die Nutzung von Software zur automatisierten Netzplanung, die Prognosefähigkeit 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 c.)

415 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 Einspeise- und Lastverläufe ermöglichen und digitale Netzmodelle die Voraussetzung für präzise und automatisierbare Anschlussprüfungen und Lastflusssimulationen sind.

416 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 herangezogen. Dabei wurde das Vorliegen der Netzpläne in digitaler Form, also GIS basiert, von Netzberechnungsprogrammen 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 d.)

417 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 entlastet.

418 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 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.

419 Mit diesen einbezogenen Fragen weicht die Beschlusskammer von der Auswahl der einbezogenen Fragen durch den wissenschaftlichen Begleiter im Gutachten ab. Dieser bezieht die Fragen 6.6, 8.2, 8.3 in die Auswertung der Dimension Kundenmanagement mit ein. Die 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?“ passt aus Sicht der Beschlusskammer zwar in den Themenkomplex Kundenmanagement, beschreibt jedoch eher eine Standardisierung der Netzanschlussprozesse durch die Orientierung an den Inhalten des BDEW-Leitfadens als eine Digitalisierung. Da die Beschlusskammer dieser Form der Standardisierung einen positiven Effekt auf das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und seinen Kunden zuschreibt, werden die Antworten auf diese Frage im Rahmen der Netzservicequalität als weitere Dimension der Versorgungsqualität einbezogen. Im Gegensatz zur Ermittlungsmethode, die im Gutachten 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 in Randnummer 193 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. Bei den Fragen 8.5 und 8.6 geht es um die Fortschritte und die geplanten Weiterentwicklungen im Bereich der Netzanschlussportale und damit um die digitalisierte Schnittstelle zum Kunden.

10.2.3 Netzbetreiberindividuelle Indizes der Spannungsebenen (Tenorziffer 6.3.3)

420 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.

421 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. Infolgedessen bestehen die Dimensionen Smart Grids, Digitale Prozesse und System und Datenmanagement und Analyse aus drei Teilbereichen:

- Niederspannung und die Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung (NS + MS/NS),
- Mittelspannung und die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (MS + HS/MS) und
- Hochspannung und die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung (HS + Hös/HS).

422 Neben den drei Spannungsebenen wird noch ein weiterer Index auf dieser Ebene gebildet, der Webportalindex in der Dimension Kundenmanagement. Obwohl der Webportalindex auf derselben Ebene wie die Indizes der Spannungsebenen angesiedelt ist, wird er separat aufgeführt, da er spannungsebenunabhängig ermittelt wird.

423 Ein Netzbetreiber, der ein Webportal für den Netzanschlussprozess verwendet, wird dies in

der Regel nicht ausschließlich für eine bestimmte Spannungsebene tun. Daher wird der Webportalindex zwar der einschlägigen Dimension zugeordnet, aber unabhängig von einer Spannungsebene gebildet. Die Dimension Kundenmanagement besteht daher aus vier Teilbereichen, wie **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt.

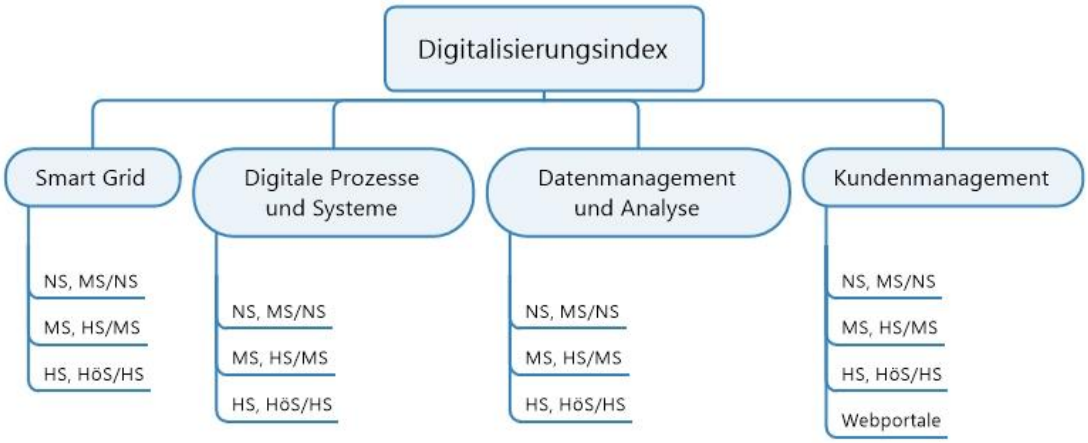


Abbildung 17: Dimensionen der Digitalisierung erweitert um die Indizes der Spannungsebenen und den Webportalindex in der Dimension Kundenmanagement.

424 Für die Bildung der Indizes für die Spannungsebenen und des Webportalindexes wird nach Tenorziffer 6.3.3 Satz 4 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 5 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 Gutachten 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.

425 Da die Antworten des Erhebungsbogens in unterschiedlichen Abstufungen vorliegen,

wurden diese, wie folgt, in numerische Werte umkodiert, um daraus den Mittelwert bilden zu können:

- 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.

426 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. Der jeweilige Prozentwert bildet die Indizes der Spannungsebenen sowie den Webportalindex ab.

427 Zur Ermittlung der deutschlandweiten Indizes für die Spannungsebenen sowie des deutschlandweiten Webportalindexes werden die Mittelwerte der jeweiligen netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungsebenen gebildet.

10.2.4 Netzbetreiberindividuelle Dimensionsindizes (Tenorziffern 6.3.4 bis 6.3.8)

428 Zur Bildung der netzbetreiberindividuellen Dimensionsindizes werden die

netzbetreiberindividuellen Indizes der Spannungseben und der Webportalindex 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 wiederrum durch die Gesamtstromkreislänge aller Spannungsebenen dividiert.

429 Eine geeignete Gewichtung ist an dieser Stelle erforderlich, um Verzerrungen zu vermeiden, die entstehen könnten, wenn Netzbetreiber unterschiedliche Mengen an Leitungskilometern in den einzelnen Spannungsebenen betreiben. 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.

430 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.

431 Andere Strukturparameter, wie etwa die Leistungs- oder Lastgrößen oder die Anzahl der Letztverbraucher haben sich im Vergleich zur Stromkreislänge als weniger geeignet erwiesen.

432 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.

433 Das gilt ohne Einschränkungen für die Indizes der Dimensionen Smart Grids sowie Datenmanagement und Analyse. Für die Bildung der Indizes der Dimensionen Digitale

Prozesse und Systeme sowie Kundenmanagement muss zudem der Webportalindex berücksichtigt werden. Da beide Indizes spannungsebenunabhängig sind, muss eine alternative Gewichtung erfolgen. Dazu wird ein zusätzlicher Faktor eingeführt, der von der Anzahl der betriebenen Spannungsebenen abhängt.

434 Betreibt der Netzbetreiber beispielsweise drei Spannungsebenen, fließen die drei Indizes der Spannungsebenen gewichtetet mit der Stromkreislänge zu drei Viertel in die Berechnung ein, während der Webportalindex mit einem Viertel gewichtet wird. Betreibt ein Netzbetreiber zwei Spannungsebenen, ist der Faktor für die an der Stromkreislänge gewichteten Indizes der Spannungsebenen zwei Drittel, während der Webportalindex ein Drittel ausmacht. Bei nur einer betriebenen Netzebene ist der Faktor für den an der Stromkreislänge gewichteten Index die Hälfte, ebenso wie für den Webportalindex.

435 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)

436 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 zuständige Regulierungsbehörde gebildet.

10.2.6 Deutschlandweiter Digitalisierungsindex (Tenorziffer 6.3.10)

437 Tenorziffer 6.3.10 beschreibt den netzbetreiberindividuellen Gesamtindex. Dieser Gesamtindex wird als ungewichtetes arithmetisches Mittel der Dimensionsindizes berechnet und jährlich für jeden Netzbetreiber von der Bundesnetzagentur gebildet.

11. Gesamtabwägung

438 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.

439 Die Gewährleistung einer möglichst sicheren Energieversorgung ist eines der ranghöchsten Güter Deutschlands.[72] 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.[73] 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 verholfen. Die Vorgaben werden hier zu einem möglichst frühen Zeitpunkt wirksam.

440 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 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.

441 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.

[72] Vgl. BVerfGE 25, 1 (16); 30, 292 (323 f.) wonach es sich bei der sicheren Energieversorgung um ein „Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“ handelt.
[73] Vgl. BVerfG, Beschluss vom 21. 12. 2009 - 1 BvR 2738/08 zur Mehrerlösabschöpfung.

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.

442 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 Versorgungunterbrechungen, die der höheren 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.

443 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 Wärmewende so weitreichende neue Herausforderungen für den Netzbetreib mit sich

bringen, dass der Qualität der Versorgung besondere Bedeutung zukommt.

444 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 verkennt 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 wider. Und zwar über alle Größenklassen der Netzbetreiber. 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 eben 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 ja keine Wahl haben, welches Unternehmen ihr Netzbetreiber ist, für eine einheitliche Vorgehensweise entschieden.

445 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, dass 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.

446 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.

447 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.

12. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 7)

448 Tenorziffer 7 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

449 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Qualitätsregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen erfolgen.

450 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.

III. Anlagenverweis

451 Die Anlagen xx sowie weitere in diesen Anlagen in Bezug genommene Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses.

IV. Kosten (§ 91 EnWG – Tenorziffer 8)

452 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

ENTWURF

V. Entscheidung über den Beiladungsantrag

453 Die Beschlusskammer hat [zu ergänzen] nach pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren beigeladen.

VI. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

454 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.

ENTWURF

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

ENTWURF