



## Beschlusskammer 8

Aktenzeichen

Bund:	BK8-20/00003-A
OL Berlin:	BK8-20/00004-A
OL Brandenburg:	BK8-20/00005-A
OL Bremen:	BK8-20/00006-A
OL Schleswig-Holstein:	BK8-20/00007-A

## Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV

wegen **Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023 (Methodikbeschluss)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, in eigener Zuständigkeit und in Wahrnehmung der Aufgaben für die Länder Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein,

durch den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Stefan Albrecht
und den Beisitzer	Bernd Petermann,

am dd.mm.2020 beschlossen:

1. Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 2 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode Elektrizität im rollierenden Verfahren, nach den Maßgaben dieser Festlegung, angewendet
2. Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, werden nicht herangezogen.
3. Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.
4. Die Netzzuverlässigkeit wird für die Niederspannungsebene anhand der Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und für die Mittelspannungsebene anhand der Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) bewertet.
5. Für die Ermittlung der Kennzahlen sind geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten heranzuziehen. Hinsichtlich der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit den Unterbrechungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ berücksichtigt. Hinsichtlich der geplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass „Sonstiges“ berücksichtigt. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.

6. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils jährlich ein individueller, arithmetischer Mittelwert über drei Kalenderjahre gebildet. Dabei sind die Kennzahlen der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahren zugrunde gelegt.
7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede der Strukturparameter Lastdichte herangezogen
8. Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der geografischen Fläche. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese am Netz angeschlossen sind.

Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt als Durchschnittswert der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre.

Der netzbetreiberindividuelle Referenzwert in der Mittelspannung wird anhand einer mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Regression in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet:

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

mit:

$Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$  : netzbetreiberindividuelle Referenzwert für die Mittelspannungsebene

x: durchschnittliche gewichtete Lastdichte

a, b, c Regressionskoeffizienten

9. In der Niederspannungsebene entspricht die einheitliche Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI.

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$y^{(\text{Ref})} = \frac{\sum_{i=1} \text{SAIDI}_i \cdot \text{LV}_i^{(\text{NS})}}{\sum_{i=1} \text{LV}_i^{(\text{NS})}}$$

mit:

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

$\text{LV}_i^{(\text{NS})}$ : Anzahl der an die Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher des Netzbetreibers i

$\text{SAIDI}_i$ : durchschnittliche Zuverlässigkeitskennzahl

10. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird jährlich die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 11) multipliziert. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$$\text{Bonus}_i / \text{Malus}_i = \left[ \left( Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} - \text{ASIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{MS}+\text{NS})} + \left( Y^{(\text{Ref})} - \text{SAIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{NS})} \right] \cdot m$$

mit:

$Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$ : errechneter individueller Referenzwert der Mittelspannungsebene

$\text{ASIDI}_{\text{ind}}$ : individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene

$Y^{(Ref)}$ : errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene

$SAID_{ind}$ : individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsebene

$LV_{ind}^{(MS+NS)}$ : Anzahl der an der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

$LV_{ind}^{(NS)}$ : Anzahl der an der eigenen Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

$m$ : Monetarisierungsfaktor

11. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes, auf Basis der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre berechnet.
12. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von 2 bis 4% der Erlösobergrenze des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und - falls vorhanden - abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen. Wichtig für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität. Dies bedeutet, dass sich die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber möglichst ausgleichen sollen (Erlösneutralität).

## **Gründe**

### **I.**

Die Beschlusskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur methodischen Ausgestaltung des Qualitätselements eingeleitet.

Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023 festgelegt.

Dem Bundeskartellamt wurde am xx.xx.2020 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 26.02.2020 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der dritten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (AZ. BK8-20/00001-A) vom 26.02.2020 aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem werden die Erkenntnisse aus drei Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:

- „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. und

Frontier Economics Limited<sup>1</sup> (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt) und

- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt),
- "Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements" der E-bridge Consulting GmbH, des ZEW – Leibniz-Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden E-Bridge-Gutachten).<sup>2</sup> Das Gutachten wurde am 10.01.2020 auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Der bisherige Ansatz zur Umsetzung des Qualitätselements wurde durch die Gutachter einer kritischen Überprüfung unterzogen. Des Weiteren wurden Vorschläge für eine mögliche Weiterentwicklung dargelegt. Die Kernaspekte wurden der Branche am 22.07.2019 vorgestellt. Die Möglichkeit, hierzu Stellung zu nehmen, wurde intensiv genutzt; die eingegangenen Stellungnahmen wurden in der Endfassung des Gutachtens berücksichtigt. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass das Konzept, wie es bisher zur Ermittlung der Qualitätselemente angewendet wurde, nach wie vor dem Stand der Wissenschaft entspricht und grundsätzlich fortgesetzt werden kann.

Die Einführung eines rollierenden Verfahrens mit jährlicher Bestimmung des Referenz- sowie des Kennzahlenwertes sowie des Bonus/Malus entspricht dem ausdrücklichen Vortrag der Branchenverbände in den Stellungnahmen.

Den Verbänden und Unternehmen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum xx.xx.2020 gegeben. Bis zum Ablauf dieser Frist sind xx Stellungnahmen eingegangen. Die Stellungnahmen der Netzbetreiber thematisierten im Wesentlichen folgende grundsätzliche Aspekte:

xxx

Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG mit xxx vom xx.xx.2020 über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Am xx.xx.xxxx

---

<sup>1</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

<sup>2</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

wurde dem Länderausschuss der Festlegungsentwurf übermittelt und Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG gegeben. Dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der Sitz des Netzbetreibers belegen ist, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

## **II.**

Die Festlegung des Qualitätselements des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV

### **1.                    Zuständigkeit**

Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK8-20/00003-A handelt die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit. Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde, soweit Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen betroffen sind, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Elektrizitätsversorgungsnetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK8-20/00004-A handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Berlin gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Berlin vom 25.10./17.12.2005 (Bekanntmachung ABl. Berlin Nr. 12 vom 17.03.2006, in Kraft seit dem 18.03.2006) i. V. m. dem Gesetz zur Ausführung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 06.03.2006 (Gesetz- und Verordnungsblatt für Berlin Nr. 10 vom 18.03.2006).

Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK8-20/00005-A handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Brandenburg gemäß dem „Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem



Energiewirtschaftsgesetz“ vom 27.11./09.12.2013 (Bekanntmachung ABl. Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014, in Kraft seit dem 18.03.2014) i.V.m. dem Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 14.03.2014 (Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014).

Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK8-20/00006-A handelt die Bundesnetzagentur Die in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Bremen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Freien Hansestadt Bremen vom 22.07.2014 (Bekanntmachung: GBl. der Freien Hansestadt Bremen Nr. 78/2014, S. 343 ff. vom 28.07.2014; in Kraft seit dem 29.07.2014).

Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK8-20/00007-A handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Schleswig-Holstein gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein vom 11.08.2015/07.09.2015 (Bekanntmachung als Anlage zum Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Gesetz- und Verordnungsblatt für Schleswig-Holstein Nr. 14/2015 vom 29.10.2015, S. 342 f.; in Kraft seit dem 30.10.2015).

## **2. Ermächtigungsgrundlage**

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

### 3. Datengrundlage

Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen werden Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.: 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. Um das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements möglichst transparent zu gestalten, werden die Netzbetreiber jährlich aufgefordert, die für die Bestimmung des Qualitätselements notwendigen aktuellen Daten zu melden.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorlagen, wird von der Beschlusskammer weiterhin als methodisch zweckmäßig bewertet. Die dadurch bedingte glättende Wirkung schützt die beteiligten Netzbetreiber vor dem Risiko, dass unvermeidbare Schwankungen der Zuverlässigkeitsdaten zu unverhältnismäßigen Absenkungen der Erlöse führen (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Die Ermittlung der Durchschnittswerte folgte der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$$

Dabei steht  $x$  für den Merkmalsträger (Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswert) und  $n$  für die Anzahl der Merkmalsträger. Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden

nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte und deren Anzahl berücksichtigt. Dies gilt auch, wenn Netzbetreiber nur einen reduzierten Datensatz beibringen konnten. Für fehlende Daten einzelner Jahre wurden keine Nullwerte eingesetzt, da dies zu Verzerrungen der Referenzwerte und Qualitätselemente führen würde.

Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage unterzieht die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer umfangreichen netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung. So wird etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Die Datenplausibilisierung dient der Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage. Insofern wird u. a. die Konsistenz der Daten im übermittelten Datensatz mit den bislang vom Netzbetreiber zu Regulierungszwecken an die Regulierungsbehörden gemeldeten Daten überprüft. Im Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wird diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG vom Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur übermittelten Angaben gegenübergestellt.

Insbesondere der Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedarf einer genauen Prüfung. Hierzu wird regelmäßig jede einzelne, seinerzeit gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG (605/8135) vom 22.02.2006 bzw. den Hinweisen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (Stand Januar 2020) überprüft.

#### **4. Methodik**

Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 2 ARegV enthaltene Qualitätselement soll für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 in einem rollierenden Verfahren angewendet werden. Auf Basis der vorliegenden Methodikfestlegung ist folglich zunächst in jedem Kalenderjahr der

verbleibenden dritten Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zu bestimmen. Die Methodenbestimmung betrifft dabei die Auswahl der Modellparameter, konkret die Auswahl ingenieurwissenschaftlich sinnvoller Einflussvariablen (Strukturgrößen) sowie die Auswahl der Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI/ASIDI) und bleibt für den relevanten Zeitraum unverändert. Der Auswahl der Modellparameter liegt eine umfangreiche Datenerhebung (vgl. Beschluss BK8-20/00001-A vom 26.02.2020) und deren Analyse zugrunde. Auch wurden im Hinblick auf eine mögliche Parameterauswahl mithilfe der zeitlich unmittelbar vorausgegangenen Erstellung des E-Bridge-Gutachtens umfangreiche Untersuchungen durchgeführt.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden wurden wiederum für die Mittel- und Niederspannung die Strukturparameter Stromkreislänge, Anschlusspunkte, Anzahl der Letztverbraucher und Bemessungsscheinleistung zusätzlich zur zeitgleichen Jahreshöchstlast und der geografischen bzw. versorgten Fläche untersucht. Es wurde hierbei überprüft, welche Parameter bzw. welche Parameterkombinationen am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede nach § 20 Abs. 2 S. 2 ARegV hinreichend abzubilden. Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2021-2023 (Anlage 1) dokumentiert werden. Der Bericht ist veröffentlicht unter <https://www.bundesnetzagentur.de> → Sachgebiet: Elektrizität und Gas → Netzentgelte → Stromnetzbetreiber → Qualitätselement → 3. Regulierungsperiode.

Die Ermittlung der Referenzfunktion und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente orientiert sich an den Vorgaben der in diesem Zusammenhang erstellten Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements. Weiterhin wurden die Erfahrungen aus den zuvor ermittelten Qualitätselementen berücksichtigt.

In der Gesamtbewertung der Erfahrung der letzten Jahre sowie des aktuellen Gutachtens kommt die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass eine methodische Festlegung, bei gleichzeitiger jährlicher Anpassung der Datengrundlage (rollierendes Verfahren), für die nächsten drei Jahre zu einer sinnvollen Weiterentwicklung des Qualitätselements beiträgt. Die grundlegenden methodischen Ansätze haben

sich als sehr stabil erwiesen und sollen zukünftig in größeren Abständen überprüft werden. Darüber hinaus geht die Beschlusskammer davon aus, dass die rollierende Erhebung aktueller Strukturparameter und die Festlegung individueller Qualitätskennzahlen zu einer höheren Aktualität und Abbildung der tatsächlichen Verhältnisse in den Netzen führt. Zudem wird vermieden, dass einzelne Erfassungsjahre ungleich häufig in das Qualitätselement einbezogen werden. da nun alle Jahre im rollierenden Verfahren das gleiche Gewicht haben. Die administrativen Belastungen der Unternehmen sinken aufgrund der längerfristigen Methodikfestlegung ebenfalls.

Die konkrete Parametrierung, also die geschätzten Koeffizienten des Regressionsmodells sowie die sich daraus ergebenden individuellen Referenzwerte sind dagegen jährlich – auf Basis einer aktualisierten Datengrundlage – neu festzulegen. Die Berechnungen selbst sind jährlich auf Grundlage der Daten der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre durchzuführen. Zu diesem Zwecke werden in den Jahren 2021 und 2022 weitere Festlegungen zur Datenerhebung und zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements erforderlich sein. Dieses Vorgehen dient dem Ziel einer Qualitätsregulierung auf möglichst aktueller Datenbasis.

Dies kann zu Schwankungen der geschätzten Modellvariablen sowie der Gütekriterien zur Modellüberprüfung führen. Dieser Umstand ist jedoch im rollierenden Verfahren hinzunehmen, zumal die Vorteile der jährlichen Aktualisierung gegenüber denkbaren Schwankungen überwiegen. Dies entspricht im Übrigen auch dem Wunsch der Netzbetreiber nach einer aktuelleren Datenbasis als in der Vergangenheit.

Diese Vorgehensweise ist in Anbetracht der genannten Gesichtspunkte auch unter Berücksichtigung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes gerechtfertigt. Aus diesem Grunde kann die Auswahl der Parameter für die folgenden Qualitätselemente der Jahre 2021 bis 2023 mit der Methodenfestlegung fixiert werden.

## **5. Kennzahlenermittlung**

Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az.: 605/8135) werden geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten unterbrochen sind, separat für jede Netzebene erhoben. Im Rahmen der Erfassung gemäß § 52 EnWG

werden bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fünf Störungsanlässe unterschieden:

- a) „Atmosphärische Einwirkung“
- b) „Einwirkung Dritter“
- c) „Zuständigkeit des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass“
- d) „Rückwirkungsstörungen“
- e) „Höhere Gewalt“

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

- a) „Zählerwechsel“
- b) „Sonstiges“

Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit können nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch die Kennzahlen Menge der nicht gelieferten Energie oder die Höhe der nicht gedeckten Last herangezogen werden. Diese Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar. Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL- Kenngrößen<sup>3</sup> bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003<sup>4</sup> zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

Zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze werden grundsätzlich Versorgungsunterbrechungen nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Elektrizitätsverteilerbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu

---

3 DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

4 IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder bei den einspeisenden Kraftwerken, so kann es in dem Netz des betrachteten Netzbetreibers zu einer 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.

Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselements nicht berücksichtigt. 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.

Darüber hinaus fließen geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein. Hierdurch sollen verzerrende Effekte, die durch die Liberalisierung des Messwesens und den Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen verursacht werden können, vermieden werden.

Die „sonstigen“ geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet. Auf geplante Versorgungsunterbrechungen können sich die Netzkunden vorbereiten, so dass diese geringeren Unterbrechungskosten bei den Netzkunden verursachen.

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsvertei-

lernetzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.

Der Bundesnetzagentur liegen für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine Daten vor, die eine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglichen. Aufgrund des in diesen Netzebenen üblichen Ansatzes des sogenannten „n-1 Kriteriums“, ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen sehr gering, so dass eine sehr hohe Stochastik bei der Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzebenen zu erwarten ist. Daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebene berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich kein Qualitätselement erlöswirksam.

Die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI/ASIDI beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

Die Kennzahlenwerte sind aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen, jährlich neu zu berechnen.

## **6. Referenzwertermittlung**

Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über



eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen.

Die Ausgestaltung des nach §§ 19, 20 ARegV zu bestimmenden Qualitätselements ist nicht abschließend. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierungsverordnung geben hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kennzahlen, hinsichtlich der Ermittlung der Kennzahlenwerte und der Kennzahlenvorgaben und hinsichtlich der anzuwendenden Methode maßgebliche Weichenstellungen vor, es verbleiben bei der näheren Ausgestaltung und dem Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements notwendigerweise erhebliche Spielräume. Der mit der Bestimmung des Qualitätselements betrauten Regulierungsbehörde steht bei der Auswahl der einzelnen Parameter und Methoden ein Spielraum zu, der in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen Aspekten einem Regulierungsermessen gleichkommt (BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12 - Stromnetz Berlin, Rn. 13 ff).

Der gutachterlichen Empfehlung, auf Basis von Netzbetreiberdaten den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale (z. B. der Lastdichte) auf die Netzzuverlässigkeit hinsichtlich eines plausiblen Zusammenhangs regelmäßig einer Überprüfung zu unterziehen, wurde gefolgt.

Für die Niederspannung ist weiterhin kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede festzustellen (**vgl. hierzu Anlage 1**). Insofern wird der Referenzwert in der Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt. Als Gewichtungsfaktor ist dabei die Anzahl der Letztverbraucher der Niederspannung (inkl. der Umspannebene MS/NS) heranzuziehen. Für die weiteren im Laufe der verbleibenden dritten Regulierungsperiode zu bestimmenden individuellen Qualitätselemente ist der Referenzwert für die Niederspannung auf Basis des gewichteten Mittelwerts aus den SAIDI-Werten jährlich neu zu bestimmen, unter Berücksichtigung der aktualisierten Datengrundlage.

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von

den untersuchten Parametern auch am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (**vgl. hierzu Anlage 1**).

Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nichtlinearer Funktionszusammenhang. Bei einer sehr geringen Lastdichte beeinflusst eine Veränderung der Lastdichte stark die Netzzuverlässigkeit, während bei einer sehr hohen Lastdichte die Veränderung der Lastdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst wird. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf wie nachstehend dargestellt vor.

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

mit:

$Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$ : netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene

X: individuelle Lastdichte des Netzbetreibers in kW/km<sup>2</sup>

a, b: Regressionskoeffizient

c: Regressionsexponent.

Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [kW] und der geografischen Fläche [km<sup>2</sup>]. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten horizontal angeschlossener Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind, um so einen Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.

Die Regressionskoeffizienten „a“, „b“ und „c“ ergeben sich regressionsanalytisch auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Auch der Exponent „c“ wird in der jetzigen Analyse frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Koeffizienten „c“ ergibt. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten „a“ und „b“ besteht für den Koeffizienten „c“ ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich. Für „a“, „b“ und „c“ besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

Zur Bestimmung der gebietsstrukturellen Unterschiede ist der Strukturparameter Lastdichte als Mittelwert der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre heranzuziehen. Eine Mittelwertbildung über drei Kalenderjahre ist u. a. deswegen geboten, da ansonsten keine Bereinigung von Netzübergängen mehr erfolgt. Somit ist sichergestellt, dass im jeweiligen Kalenderjahr dem zu betrachtenden Netzgebiet die entsprechenden Strukturparameter zugeordnet sind.

Der Verkabelungsgrad wurde neben weiteren Parametern mit endogenem Charakter hinsichtlich seiner Eignung als gebietsstruktureller Parameter untersucht. Sowohl das Ausgangsgutachten als auch das Folgegutachten der Consentec GmbH kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass dieser Parameter aufgrund seiner Endogenität nicht dazu geeignet ist, für die Referenzwertbestimmung verwendet zu werden. Das E-Bridge-Gutachten verzichtete aus diesem Grunde auf die Analyse endogener Größen (vgl. E-Bridge Consulting GmbH et al. Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements, v. 10.01.2020, S. 43, 72).

Insofern sind Parameter, die im Vergleich zum Verkabelungsgrad eher auf äußere Einflüsse zurückzuführen sind, diesem vorzuziehen. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass bei einer Verwendung des Verkabelungsgrades die ermittelten Referenzwerte Wirkungen der für die Versorgungsqualität relevanten Entscheidungen vorwegnehmen (Ausgangsgutachten, S. 45 f.). Referenzwerte sollen jedoch ausschließlich die durch äußere Einflüsse bedingten Niveauunterschiede reflektieren. Diese Einschätzung besitzt weiterhin Gültigkeit.

Bereits im Ausgangsgutachten wurde nachgewiesen, dass ein Zusammenhang zwischen dem Ausbau dezentraler Erzeugung und der Netzzuverlässigkeit nicht erkennbar ist. Zu dieser Einschätzung gelangt auch das Gutachterkonsortium im aktuellen E-Bridge-Gutachten. Demnach konnte weder aus ingenieurwissenschaftlichen Referenznetzanalysen noch auch aus der statistischen Untersuchung ein systematischer Zusammenhang mit der Netzzuverlässigkeit identifiziert werden (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 90). Die hierzu in der Vergangenheit getroffenen Aussagen gelten somit weiterhin uneingeschränkt. Es ist davon auszugehen, dass die durch den Zubau dezentraler Erzeugung erforderlichen Aus- und Umbaumaßnahmen der Mittel- und Niederspannungsnetze lediglich punktuell und geringfügig die Zuverlässigkeitskenngrößen beeinflussen. Dies gilt insbesondere für die einzelnen Netze,

welche vom Zubau dezentraler Erzeugung stark betroffen sind. Die Mehrzahl der für das Qualitätselement berücksichtigten Netze sind von einem Zubau jedoch weniger stark betroffen und mussten somit ihre Netze nicht oder nur geringfügig ausbauen oder umstrukturieren. Von einem plausiblen und signifikanten Zusammenhang zwischen dezentraler Einspeisung und der Zuverlässigkeit ist derzeit nicht auszugehen. Für die Bestimmung der Qualitätselemente der dritten Regulierungsperiode wird folglich auf eine Analyse von Strukturgrößen wie dezentrale Einspeisung, EE-Arbeit oder EE-Leistung zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet.

Im Ergebnis wird für die Mittelspannungsebene die Verwendung der Lastdichte als einziger Parameter in der Gesamtschau als beste Lösung identifiziert. Dieses Ergebnis bestätigt die Analysen, die seit Beginn der Qualitätsregulierung gemacht werden konnten. Auch im aktuellen E-Bridge-Gutachten konnte kein anderer Strukturparameter identifiziert werden, der die Beeinflussung der Netzzuverlässigkeit durch gebietsstrukturelle Merkmale besser beschreibt als die Lastdichte (vgl. E-Bridge-Gutachten S. 98 f.). Gleiches gilt für die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten (**vgl. Anlage 1**).

Bei der regressionsanalytischen Bestimmung der Referenzwertfunktion ist ein Gewichtungsfaktor zu berücksichtigen, u. a. um die (ausgefallene) Kundenstruktur sachgerecht zu approximieren. Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannungsebene (inkl. Umspannebenen) verwendet, da sich diese Größe als die geeignetste herausgestellt hat. Dies erfolgt auch vor dem Hintergrund, dass dadurch ein direkter Bezug zu der Skalierungsgröße des Monetarisierungsfaktors hergestellt ist und um in der Summe über alle festgelegten Qualitätselemente die angestrebte Erlösneutralität herzustellen (s.u.).

Die Grenzen des Erwartungsbereiches wurden seinerzeit vom Gutachter nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Follegutachten, S. 15). Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit auf abstrakte und kostenoptimale Modellnetze begrenzt. Wird ein optimales Bestimmtheitsmaß ermittelt, setzt dies vielmehr die Freigabe des betrachteten Exponenten voraus (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 105). Das OLG Düsseldorf hat insoweit festgestellt, dass kein Anlass bestehe, an den Ausführungen des im

zitierten Beschwerdeverfahren bestellten Sachverständigen zu zweifeln. Angestrebt wird eine Kongruenz zwischen empirischem Befund und Modellüberlegungen. Der Erwartungsbereich ist das Ergebnis ingenieurwissenschaftlicher Annahmen und Modellüberlegungen, in denen nachrangige, im realen Netz auftretende aber nicht zu vernachlässigende Einflussfaktoren ausgeblendet werden. Diese Einflussfaktoren können jedoch zu Abweichungen von den idealtypischen Ergebnissen für den Erwartungsbereich führen. Dies trifft auch für die analytischen Untersuchungen gebietsstruktureller Einflüsse zu, die im E-Bridge-Gutachten anhand von Referenznetzen durchgeführt wurden. Um sinnvolle Zusammenhänge und Modellansätze zur Beschreibung der Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von gebietsstrukturellen Merkmalen herleiten zu können, mussten auch diesmal im Rahmen der gutachterlichen Analysen bestimmte Einflüsse ausblendet werden, die jedoch reale Netze prägen und den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale teils überlagern (vgl. E-Bridge-Gutachten, S 42). Zu diesen Einflüssen zählen bspw. die Stochastik des Störaufkommens in realen Netzen, die netzbetreiberspezifische Betriebsmittelwahl und deren Altersstruktur, historische Entwicklungen, individuelle Besonderheiten oder Entscheidungen des individuellen Betreibers. In der Folge sind im Rahmen der statistischen Analyse auf Basis der Daten realer Netze Abweichungen von den Ergebnissen der Ingenieursmodelle zu erwarten (vgl. E-Bridge-Gutachten, S 62). Nur wenn sich c-Werte ergeben, die deutlich außerhalb des Erwartungsbereiches liegen, ist von nicht hinreichend belastbaren Zusammenhängen auszugehen; dann ergäbe sich für diesen Parameter kein schlüssiges Gesamtbild (vgl. Gerichtsgutachten „Verwendung der Lastdichte als gebietsstrukturelles Unterscheidungsmerkmal für die Niederspannungsebene [...]“, Juni 2015, S. 3). Im seinerzeit entschiedenen Fall betrug der Wert  $c = 2,1$ , der aus einer ingenieurwissenschaftlichen Sicht nicht zu erklären war (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 99).

Sollte sich für den regressionsanalytisch ermittelte Koeffizient  $c$  ein Wert ergeben, der außerhalb der ingenieurwissenschaftlich plausiblen Bandbreite liegt, wird dieser mit Hilfe des Hypothesentests dahingehend überprüft, ob sich dieser von den Grenzen des Wertebereichs signifikant unterscheidet. Aufgrund der Erfahrungen der bisherigen Bestimmungen des Qualitätselements ist jedoch nicht davon auszugehen, dass es zu relevanten Abweichungen kommen könnte.

Eine willkürliche Festlegung bspw. auf  $c=1$  daraus abzuleiten ist zudem nicht sachgerecht (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 92 – 108). Gerade dieses damalige Vorgehen der Beschlusskammer wurde verworfen, wobei sie in der Niederspannungsebene einen beschränkten Wertebereich des Exponenten  $c$  zwischen 0,5 und 1 angenommen hatte (s. o.).

Die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse sind von einer Reihe von Kriterien abhängig. Allein die Höhe des Bestimmtheitsmaßes ist nicht entscheidend für die Auswahl des geeignetsten Strukturparameters. Grundsätzlich sind exogene, durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbare Strukturparameter heranzuziehen. Weiterhin muss ein nachgewiesener signifikanter Einfluss auf die Zuverlässigkeit vorliegen. Dieser wurde mit Hilfe statistischer Testverfahren wie nicht-parametrischer Panel-Regressionen oder Hypothesentests belastbar nachgewiesen. Mit Hilfe nicht-parametrischer Panel-Regressionen werden lokale Polynomfunktionen abschnittsweise an die Datensätze angepasst. Somit können lokal differenzierte Schätzwerte für den Einfluss einer Strukturgröße (z. B. Lastdichte) auf die Netzzuverlässigkeitskennzahl ermittelt werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Feststellung struktureller Unterschiede über den gesamten Definitionsbereich der Strukturgröße. Der Funktionsverlauf wird explorativ ermittelt und mit den ingenieurwissenschaftlichen Analysen abgeglichen. Die Durchführung des Kolmogorow-Smirnow-Tests entfällt folglich. Der unterstellte funktionale Zusammenhang sollte auf Basis der tatsächlichen Daten plausibel sein. Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter sind Scheinsignifikanzen (d. h. in gleicher Weise erklärende Parameter) auszuschließen, insbesondere dann, wenn Strukturparameter hohe Korrelationen zueinander aufweisen. Weiterhin sollte das verwendete Modell durch analytische Überlegungen begründet sein. Entsprechend den Kriterien zur Auswahl von Strukturparametern wurden alle potentiell geeigneten Kandidaten untersucht. Der Strukturparameter Lastdichte bildet dabei die o. g. Kriterien am besten ab. Der Erklärungsgehalt und die Belastbarkeit des Ergebnisses aus der Signifikanz- und Regressionsanalyse sind auch in Form des ermittelten Bestimmtheitsmaßes mathematisch hinreichend nachgewiesen.

Eine Gruppenbildung im Sinne des § 20 Abs. 2 S. 3 ARegV wird nicht vorgenommen. Strukturklassen sind mit der Gefahr erheblicher Verzerrungen, insbesondere an den Klassengrenzen verbunden (vgl. Consentec et al. Ausgangsgutachten v. 20.10.2010, S. 20). Verstärkt wird dies durch die nicht willkürfreie Wahl der Anzahl der Klassen sowie der Klassengrenzen. Daher wurde - wie auch schon bei den vorherigen Qualitätselementen – auf einen kontinuierlichen funktionalen Zusammenhang zurückgegriffen und auf die Bildung von Strukturklassen verzichtet. Dem Umstand, dass die Versorgungsstruktur eine starke, vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Wirkung auf die Netzzuverlässigkeit hat, ist durch eine von einem kontinuierlichen Strukturparameter abhängige Funktion Rechnung getragen (vgl. BGH, Beschluss v. 22.07.2014, EnVR 59/12).

Die Netzzuverlässigkeit und die zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede verwendeten Strukturparameter sind einander kongruent gegenüber zu stellen. Folgerichtig ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast um Entnahmen der Weiterverteiler zu korrigieren. Gemäß Tenor Ziffer 3 und 4 sind Ebenen oberhalb der Mittelspannung für das Qualitätselement nicht zu berücksichtigen, die Zuverlässigkeitsgrößen SAIDI bzw. ASIDI der Nieder- und Mittelspannungsebene heranzuziehen und diese den entsprechenden Strukturparametern gegenüberzustellen.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS beschreibt keinen gebietsstrukturellen Unterschied der Mittelspannungsebene, so dass sie nicht den Zuverlässigkeitsgrößen der Mittelspannungsebene gegenübergestellt werden kann. Auch der Teilrückgriff auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebenen HS/MS und die anschließende Minimumbildung aus den zeitgleichen Jahreshöchstlasten der Umspannebene HS/MS und der Mittelspannungsebene sind aus Gründen der Vergleichbarkeit zu verwerfen.

Ausreißeranalysen wie bei der Durchführung des Effizienzvergleichs sind nach §§ 18 ff. ARegV für das Qualitätselement nicht vorgesehen. Typische mathematische Verfahren wie die Cook-Distanz oder die DFBETAS zur Bestimmung sogenannter Ausreißer können nicht angewendet werden, da bei der durchgeführten Regressionsanalyse zur Ermittlung der Referenzwerte eine Gewichtung der Datenpunkte vorgenommen wurde. Die Anwendung der Cook-Distanz oder DFBETAS würde au-

tomatisch zur Identifikation von Datenpunkten mit einem hohen Gewicht als Ausreißer führen, da diese die Funktion und das Bestimmtheitsmaß durch das gewählte Vorgehen stark beeinflussen können. Die Bereinigung des Datensatzes um Ausreißer auf diesem Wege ist daher nicht möglich. Ein Ausschluss von Datenpunkten, die sich außerhalb des Hauptfeldes der Punktwolke befinden, ist nicht sachgerecht, solange für deren Lage keine Datenerfassungsfehler verantwortlich sind. Um Verzerrungen durch solche Fehler auszuschließen, wurde ein Robustheitstest durchgeführt. Auffällige Datenpunkte wurden anhand ihres individuellen Betrags an der Gewichtungsgroße dahingehend überprüft, wie stark deren Einfluss auf den Verlauf der Regressionsfunktionen und deren Bestimmtheitsmaße ist. Auch die einzelnen Plausibilisierungsschritte der entsprechenden Netzbetreiber wurden einer Überprüfung unterzogen. Im Ergebnis waren auch die Angaben von Netzbetreibern mit auffälligen Datenpunkten nachvollziehbar.

Des Weiteren ist zu betonen, dass im Rahmen der Qualitätsregulierung weder Zielvorgaben gesetzt, noch Entwicklungspfade vorgegeben werden. Langfristig soll sich vielmehr ein gesamtwirtschaftlich optimales Qualitätsniveau einstellen, indem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Die Qualitätsregulierung erhebt jedoch gegenüber den Netzbetreibern den Anspruch, dass Versorgungsunterbrechungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen nach Möglichkeit zu vermeiden sind und eine aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist. Das Argument, dass die Qualitätsvorgaben durch „schärfere“ Vorgaben nicht mehr erreicht oder übertroffen werden können, lässt sich mit Verweis auf die erlösneutrale Ausrichtung des Qualitätselements infolge der Durchschnittsbetrachtung, die dem Qualitätselement zugrunde liegt, entkräften. So werden die Zuschläge auf die individuellen Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Versorgungszuverlässigkeit durch die Abschläge der Netzbetreiber mit einer vergleichsweise geringen Versorgungsqualität ausgeglichen.

Die Lastdichte als Strukturparameter zur Bestimmung des Referenzwertes mit dem entsprechenden nichtlinearen Funktionszusammenhang wird für die restlichen Jahre der dritten Regulierungsperiode auf alle noch folgenden Qualitätselemente der Regulierungsperiode (2021 bis 2023) erstreckt und nicht jährlich neu überprüft.



Die Referenzfunktion und somit die Regressionskoeffizienten inkl. des Regressions-exponenten werden auf Grundlage der jährlich zu aktualisierenden Datenbasis neu ermittelt, so dass auf dieser Basis entsprechend auch die Referenzwerte der Mittelspannung jährlich neu bestimmt werden. Die Erhebung der hierfür erforderlichen Parameter Anzahl der Letztverbraucher, ASIDI- und Lastdichtewerte erfolgt mittels eines separaten Datenerhebungsbeschlusses.

## **7. Monetarisierungsfaktor**

Unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG 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 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.

Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, der sogenannten 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 der Freizeit 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.

Der Mittelwert aus dem VoLL der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches wird mit dem Stromverbrauch gewichtet.

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 der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8.760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.

Der Monetarisierungsfaktor wurde entsprechend den im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ (Ausgangsgutachten) beschriebenen Vorgaben ermittelt. Die hier beschriebene makroökonomische Analyse stellt nach wie vor den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu

ermitteln. Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Ob die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors durch einen derartigen Ansatz verbessert wird, ist zudem unklar.

Der Monetarisierungsfaktor wird auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie der Gesamtlöhne. Sowohl bei der Bruttowertschöpfung als auch hinsichtlich der Gesamtlöhne ist im betrachteten Zeitraum ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen höheren Monetarisierungsfaktor begründet.

Die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors wird für alle folgenden Qualitätselemente der dritten Regulierungsperiode (2021 bis 2023) beibehalten. Unter Verwendung dieser Methodik wird auf Basis einer aktualisierte Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich neu berechnet.

## **8. Kappungsgrenze**

Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlungen des Qualitätselements über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.

Um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

Die Kappung wird erst nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt.

Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4 % vorgegeben. Eine Kappung innerhalb dieses Korridors ist ausreichend, um

die Auswirkung auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Die Kappungsgrenze wird jährlich unter den genannten Prämissen neu bestimmt.

## **9. Netzübergänge**

Die Daten hinsichtlich der Kennzahlen ASIDI und SAIDI und der Strukturparameter werden für das Netz entsprechend den tatsächlichen Gegebenheiten jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres berücksichtigt. Die Daten bilden somit das jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres vorhandene Netzgebiet ab. Eine Bereinigung der Daten um Netzübergänge erfolgt somit nicht.

Netzübergänge werden dadurch berücksichtigt, dass eine Mitteilung über einen arithmetischen, nicht gewichteten Mittelwert der im jeweiligen Kalenderjahr tatsächlich dem Netz zuzuordnenden Kennzahlen ASIDI und SAIDI sowie den Strukturparametern zur Bestimmung des Qualitätselements erfolgt.

## **10. Bekanntmachung der Entscheidung**

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung 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.

### **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hansstraße 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK8-20/00003-A (Zuständigkeit Bund) bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf

(Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK8-20/00004-A (Organleihe Berlin) bei dem Kammergericht Berlin (Hausanschrift: Elßholzstr. 30-33, 10781 Berlin-Schöneberg), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK8-20/00005-A (Organleihe Brandenburg) bei dem Brandenburgischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gertrud-Piter-Platz 11, 14770 Brandenburg an der Havel), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK8-20/00006-A (Organleihe Bremen) bei dem Hanseatischen Oberlandesgericht in Bremen (Hausanschrift: Am Wall 198, 28195 Bremen) und hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK8-20/00007-A (Organleihe Schleswig-Holstein) bei dem Schleswig-Holsteinischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gottorfstraße 2, 24837 Schleswig) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Albrecht

Petermann