



Baden-Württemberg
LANDESREGULIERUNGSBEHÖRDE
BEIM MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Aktenzeichen 4-4455.7/57

Stuttgart, den XX.XX.2020

Festlegung der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg

zur näheren Ausgestaltung und Ermittlung des Qualitätselements hinsichtlich der Netz-
zuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 Anreizregulierungs-
verordnung (ARegV) für die Jahre 2021 bis 2023 (Methodikfestlegung).

- Festlegung Qualitätselement Strom 2021 bis 2023 -

vom

XX.XX.2020

Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV und § 20 Abs. 4 ARegV hat die
Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) am XX.XX.2020, soweit sie
für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zuständig ist, verfügt:

I. Tenor

1. Das in der Erlösbergrenzenformel der Anlage 2 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für die Jahre 2021 bis einschließlich 2023 nach den Maßgaben dieser Festlegung im rollierenden Verfahren angewendet.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselements werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen, soweit diese kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.
3. Netzebenen oberhalb der Mittelspannung 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 werden 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.

Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt jeweils als Durchschnittswert der letzten drei abgeschlossenen 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:

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

x: durchschnittliche gewichtete Lastdichte

a, b, c: Regressionskoeffizienten.

9. In der Niederspannungsebene entspricht die einheitliche Kennzahlvorgabe (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

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

ASIDI_{ind}: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene

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

SAIDI_{ind}: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsebene

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

$\text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{NS})}$: 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 Netz- und Umspannebenen oberhalb der Mittelspannung (HöS, HöS/HS, HS, HS/MS) vorgenommen. Die konkrete Höhe der Kappungsgrenze richtet sich danach, dass die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität des Qualitätselements über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber minimal ausfällt.

13. Die Kosten (Gebühren und Auslagen) des Verfahrens tragen die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, auf deren Erlösobergrenze das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit in den Jahren 2021 bis einschließlich 2023 Anwendung findet. Die Gebührenfestsetzung wird zu einem späteren Zeitpunkt zusammen mit der noch erfolgenden behördlichen individuellen Sachentscheidung zum Qualitätselement erfolgen.

II. Gründe

1. Verfahrensverlauf und Grundlagen

Die LRegB hat die Einleitung des Verfahrens zum Erlass einer Festlegung über die nähere Ausgestaltung und Ermittlung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV sowie den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023 am **XX.XX.2020** auf ihrer Internetseite bekannt gemacht. Die Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung im Amtsblatt der LRegB (Gemeinsames Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg, GABl.) erfolgte am **XX.XX.2020**. Die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit hatte die LRegB bereits zuvor im Rahmen eines Rundschreibens vom **XX.XX.2020** darüber in Kenntnis gesetzt, dass die Einleitung eines entsprechenden Festlegungsverfahrens bevorsteht. Den Festlegungsentwurf hat die LRegB am **XX.XX.2020** auf ihrer Internetseite veröffentlicht und den berührten Wirtschaftskreisen Gelegenheit gegeben, dazu Stellung zu nehmen.

Wie bereits bei den vorangegangenen Qualitätselementen legt die LRegB auch bei der Ermittlung des Qualitätselements für die Jahre 2021 bis einschließlich 2023 grundsätzlich die Berechnungsmethodik der BNetzA zugrunde und macht insoweit Gebrauch von der Regelung des § 20 Abs. 4 ARegV.

Die Festlegung berücksichtigt dabei die Erfahrungen aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren ebenso wie die Erkenntnisse aus drei Gutachten, welche im

Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) erstellt worden sind. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Gutachten:

- „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 Limited¹ (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt),
- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt) und
- "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).² Das Gutachten wurde am 10.01.2020 auf der Internetseite 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 hat die BNetzA der Branche am 22.07.2019 vorgestellt. Die dazu bei der BNetzA eingegangenen Stellungnahmen wurden in der Endfassung des Gutachtens berücksichtigt.

Die BNetzA hat am 02.12.2020 eine Festlegung erlassen (Aktenzeichen BK8-20-00003), die mit dieser Festlegung im Wesentlichen übereinstimmt.

Die gegenüber der BNetzA im Rahmen des Anhörungsverfahrens zu ihrer Festlegung vorgetragenen Einwendungen sind dementsprechend in die Ausgestaltung dieser Festlegung mit eingeflossen.

Im Vorfeld dieser Festlegung hat die BNetzA ferner am 26.02.2020 eine Festlegung zur Datenerhebung (AZ. BK8-20/00001-A) getroffen. Die zum Teilnehmerkreis zählenden Netzbetreiber wurden dabei dazu aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und zur Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze

¹ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

² Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

elektronisch an die BNetzA zu übermitteln. Auf die dabei von der BNetzA erhobenen Daten und vorgenommenen Berechnungen nimmt die LRegB Rückgriff im Rahmen ihrer eigenen Festlegung über die nähere Ausgestaltung und Ermittlung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze.

Zur beabsichtigten Festlegungsentscheidung der LRegB ist keine/eine Stellungnahme eines Branchenverbandes eingegangen, in der im Wesentlichen die folgenden Sachverhalte thematisiert worden sind:

Punkt 1

Punkt 2

Hinsichtlich den in der/den Stellungnahme/n thematisierten Sachverhalten wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter Ziffer 2 verwiesen.

Die BNetzA ist am Verfahren beteiligt (vgl. BGH, Beschluss vom 13.11.2007, KVR 23/07) und erhielt ebenfalls mit Schreiben vom XX.XX.2020 Gelegenheit zur Stellungnahme.

2. Rechtliche Würdigung

2.1. Zuständigkeit

Für die Festlegung besteht gemäß § 54 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG eine Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde, wenn und soweit die Entscheidung über Regulierungsvorgaben nach § 21a EnWG in ihre Zuständigkeit fällt. Dies ist der Fall, wenn an das Netz des betreffenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes, hier das Land Baden-Württemberg, hinausreicht. Dabei sind allerdings nur Gebietsüberschreitungen innerhalb des Geltungsbereichs des EnWG gemeint, d.h. sofern ein Elektrizitätsverteilernetz über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg ins benachbarte Ausland, beispielsweise in die Schweiz, hinausreicht und weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bleibt die LRegB zuständige Regulierungsbehörde (vgl. für die gleichartige Regelung in § 48 GWB, Bechtold GWB-Kommentar, 4. Auflage, Rz. 6 zu § 48).

2.2. Rechtliche Grundlage

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 Kennzahlvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

2.3. Adressatenkreis und Datengrundlage

Zur Bestimmung des Qualitätselements werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen, soweit es sich nicht um Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG oder um Netzbetreiber handelt, die in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Soweit Netzbetreiber nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, werden diese im Rahmen der Qualitätsregulierung ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die Bestimmung des Qualitätselements knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung der BNetzA 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 BNetzA 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 an die BNetzA zu melden.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre – soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorlagen – wird weiterhin als methodisch zweckmäßig erachtet. Die dadurch bewirkte 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, an der auch die LRegB beteiligt ist. So wird etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten überprüft, die den Regulierungsbehörden aus anderen Verfahren vorliegen. 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 werden diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG von den Netzbetreibern an die BNetzA übermittelten Angaben gegenübergestellt.

Die zum Teilnehmerkreis des Qualitätselements für die Jahre 2021 bis 2023 zählenden Netzbetreiber haben nach Prüfung der eingereichten Erhebungsbögen durch die BNetzA von dieser eine sog. Datenquittung erhalten, welche den finalen Stand der in die Berechnungen eingehenden Daten ausweist. Spätere Datenmeldungen sind grundsätzlich nicht mehr zu berücksichtigen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, VI-3 Kart 245/12 [V]). Der Ermittlung der Qualitätselemente liegt somit ein Datensatz zugrunde, der einer abschließenden Prüfung unterzogen worden ist.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedarf einer genauen Prüfung. Hierzu wird regelmäßig jede gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung der BNetzA nach § 52 Satz 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 Satz 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 durch die BNetzA (Stand Januar 2020) überprüft.

2.4. Ermittlungsmethodik

Das in der Erlösobergrenzen-Formel der Anlage 2 der ARegV enthaltene Qualitätselement soll für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ab dem 01.01.2021 in einem rollierenden Verfahren angewendet werden. Auf Grundlage der Festlegung zur näheren Ausgestaltung und Ermittlung des Qualitätselements ist daher in jedem Kalenderjahr der verbleibenden dritten Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zu bestimmen. Die Entscheidung zur Ermittlungsmethodik wird für die verbleibenden Jahre der dritten Regulierungsperiode Strom getroffen und in diesem Zeitraum nicht verändert. Sie betrifft die Auswahl der Modellparameter und dabei im Einzelnen die Auswahl ingenieurwissenschaftlich sinnvoller Einflussvariablen (Strukturgrößen) sowie der Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI/ASIDI). Dieser Entscheidung liegt eine umfangreiche Datenerhebung der BNetzA (vgl. Beschluss BK8-20/00001-A vom 26.02.2020) und deren Analyse zugrunde.

Bei der Frage, durch welche Parameter oder Parameterkombinationen gebietsstrukturelle Unterschiede nach § 20 Abs. 2 Satz 2 ARegV belastbar abgebildet werden können, wurden für die Mittel- und die Niederspannung zusätzlich zur zeitgleichen Jahreshöchstlast und der geografischen bzw. versorgten Fläche auch die Strukturparameter „Stromkreislänge“, „Anzahl der Anschlusspunkte“, „Anzahl der Letztverbraucher“ und „Bemessungsscheinleistung“ untersucht.

Die BNetzA hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2021-2023 (Anlage 1) dokumentiert sind. Der Bericht ist auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2020/2020_5-Steller/BK8-20-00003_A_bis_BK8-20-00007_A/BK8-20-00003_A_bis_BK8-20-00007_A_Festlegung.html

Dieser Bericht ist ebenso abrufbar auf der Internetseite der LRegB (www.versorger-bw.de) unter → Landesregulierungsbehörde → Stromnetze → Entscheidungen → Allgemeine Festlegungen

<https://www.versorger-bw.de/landesregulierungsbehoerde/stromnetze/entscheidungen/allgemeine-festlegungen.html>

Die Ermittlung der Referenzfunktion und die Berechnung der Qualitätselemente orientiert sich an den Erkenntnissen aus den verschiedenen einschlägigen Gutachten zur Thematik sowie den Erfahrungen aus den zuvor ermittelten Qualitätselementen.

Das Ziel der Qualitätsregulierung besteht darin, durch individuelle Anreize ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen (hierzu Herrmann/Westermann, in: Holznaegel/Schütz, § 19 ARegV, Rn. 8). Im Rahmen der Qualitätsregulierung werden weder Zielvorgaben gesetzt, noch Entwicklungspfade vorgegeben. Jeder Netzbetreiber kann entscheiden, ob Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Qualität nachhaltig zu verbessern oder ob ein nach individueller Betrachtung optimaler Zustand hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optimales Qualitätsniveau einstellen, indem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

Zugleich erhebt die Qualitätsregulierung gegenüber den betroffenen Netzbetreibern jedoch den Anspruch, dass Versorgungsunterbrechungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen nach Möglichkeit zu vermeiden sind und eine aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist (vgl. auch BGH, Beschluss vom 22.07.2014, Az. EnVR 59/12, Rn. 74). Vor diesem Hintergrund stellt eine Absenkung der Referenzwerte infolge einer im Zeitverlauf über die Summe aller Verteilernetze erfolgten Verbesserung des durchschnittlichen Qualitätsniveaus keine unverhältnismäßige Benachteiligung der von der Qualitätsregulierung betroffenen Netzbetreiber dar. Soweit eine im Zeitverlauf erfolgte Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit aus den seitens der BNetzA jährlich veröffentlichten Werten der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer abgeleitet werden soll, ist im Übrigen zu beachten, dass es sich hierbei um hoch-aggregierte Werte handelt. Die Entwicklung der veröffentlichten Kennzahlen lässt sich nicht unmittelbar auf die Ergebnisse des Qualitätselements übertragen, da die Kennzahlen im Gegensatz zum Qualitätselement die Daten aller Netzbetreiber – also auch jener im vereinfachten Verfahren nach

§ 24 ARegV – sowie einen Gesamtwert über alle Netzebenen abbilden. Der durchschnittliche Wert der Unterbrechungsdauer berücksichtigt außerdem keine strukturellen Besonderheiten und lässt somit keinen direkten Rückschluss auf den Referenzwert im Qualitätselement zu. Nicht zuletzt auch im Hinblick darauf, dass die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements einer Kappungsgrenze unterliegen, ist derzeit kein Bedarf an ergänzenden regulatorischen Instrumenten ersichtlich, die der bereits bekannten Form der Qualitätsregulierung entgegenwirken, um etwaige Nachteile aus dem Qualitätselement auszugleichen.

Als Weiterentwicklung des Qualitätselements gegenüber den bisher für mehrere Jahre wirkenden Entscheidungen erfolgt nunmehr eine für mehrere Jahre geltende methodische Festlegung bei gleichzeitiger jährlicher Anpassung der Datengrundlage (rollierendes Verfahren). Die grundlegenden methodischen Ansätze haben sich als sehr stabil erwiesen und sollen zukünftig in größeren Abständen überprüft werden. Die rollierende Erhebung aktueller Strukturparameter und die darauf basierende Festlegung individueller Qualitätskennzahlen führt zu einer höheren Aktualität und bildet die tatsächlichen Verhältnisse in den Netzen mit geringerem Zeitverzug als bisher ab. Des Weiteren wird vermieden, dass einzelne Erfassungsjahre ungleich häufig in das Qualitätselement einbezogen werden.

Die konkrete Parametrierung – also die geschätzten Koeffizienten des Regressionsmodells sowie die sich daraus ergebenden individuellen Referenzwerte – wird jährlich auf Basis einer aktualisierten Datengrundlage neu festgelegt. Die Berechnungen werden ebenfalls jährlich auf Grundlage der Daten der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre durchgeführt.

Dem von Seiten der Branche in der Vergangenheit geäußerten Wunsch, auf eine aktuellere Datenbasis abzustellen, wird durch die Berechnungen im rollierenden Verfahren Rechnung getragen. Im Gegenzug sind mögliche Schwankungen der geschätzten Modellvariablen sowie der Gütekriterien zur Modellüberprüfung hinzunehmen, deren Bedeutung im Vergleich mit der aktuelleren Datenbasis als vernachlässigbar angesehen wird. Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus den für das Qualitätselement erstellten Gutachten und Analysen ist es nach Abwägung von Aufwand und Nutzen verhältnismäßig, eine Fixierung der Berechnungsmethodik vorzunehmen.

2.5. Kennzahlenermittlung

Geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten unterbrochen sind, werden gemäß der Allgemeinverfügung der BNetzA nach § 52 Satz 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az.: 605/8135) 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“ und
- e) „Höhere Gewalt“.

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen erfolgt die Unterscheidung nach den beiden folgenden Kategorien:

- f) „Zählerwechsel“ und
- g) „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- Kenngrößen³ bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003⁴ 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 bzw. ASIDI berücksichtigt ist.

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 sind demjenigen Elektrizitätsverteilerbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt.

Ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ fließen daher nicht in die Ermittlung des Qualitätselements ein. Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder bei den einspeisenden Kraftwerken sind für die Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen des Qualitätselements somit nicht relevant.

Des Weiteren bleiben auch die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselements außen vor. Unter Versorgungsunterbrechungen aufgrund „höherer Gewalt“ sind betriebsfremde, von außen durch außergewöhnliche elementare Naturkräfte oder durch Handlungen Dritter 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 ebenfalls nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein. Verzerrende Effekte, die durch die Liberalisierung des Messwesens und den Rollout von modernen Messseinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen verursacht werden können, sollen vermieden werden.

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

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 mit der Anzahl der jeweils unterbrochenen Letztverbraucher multipliziert 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 mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkoppel- und Letztverbrauchertransformatoren multipliziert und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkoppel- und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

Anzahl und Umfang der auftretenden Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, welche die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich dadurch auf die Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten mehrerer Jahre gebildet. Dabei werden die Kennzahlenwerte aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre jährlich neu berechnet, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen.

Für die Höchst- und Hochspannung liegen den Regulierungsbehörden 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 ohnehin 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. Bei der Bestimmung des Qualitätselements bleiben diese Netzebenen daher unberücksichtigt.

2.6. Referenzwertermittlung

Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede zu ermitteln. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen.

Die Ausgestaltung des nach den §§ 19 und 20 ARegV zu bestimmenden Qualitätselements ist nicht abschließend. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierungsverordnung geben hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kennzahlen, der Ermittlung der

Kennzahlenwerte und der Kennzahlvorgaben und hinsichtlich der anzuwendenden Methode maßgebliche Weichenstellungen vor. Zugleich verbleiben bei der näheren Ausgestaltung und dem Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements notwendigerweise erhebliche Spielräume. Der mit der Bestimmung des Qualitätselements betrauten Regulatorbehörde 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).

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

Für die Niederspannung ist weiterhin kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen der Kennzahl 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 unter Berücksichtigung der aktualisierten Datengrundlage (im Regelfall rollierender 3-Jahres-Zeitraum) jährlich neu zu bestimmen.

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter „Lastdichte“ hingegen 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 Versorgungsdichte beeinflusst eine Veränderung derselben die Netzzuverlässigkeit in hohem Maße, während eine Veränderung bei einer sehr hohen

Versorgungsdichte nur einen geringen Einfluss auf Netzzuverlässigkeit aufweist. 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/km²

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 [km²]. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten horizontal angeschlossener Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, um so einen Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen. Die Regressionskoeffizienten „a“ und „b“ und der Regressionsexponent „c“ ergeben sich regressionsanalytisch auf Basis der zugrundeliegenden Daten. Dabei wird auch der Exponent „c“ in der jetzigen Analyse frei bestimmt, sodass sich der optimale Wert für diesen Exponenten ergibt. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten „a“ und „b“ besteht für den Regressionsexponenten „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, um eine Bereinigung im Falle von Netzübergängen abbilden zu können. 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 Aus-

gangsgutachten 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 dem Verkabelungsgrad solche Parameter vorzuziehen, die eher auf äußere Einflüsse zurückzuführen sind. Endogene Parameter, wie der Verkabelungsgrad, bergen die Gefahr, dass die auf dieser Grundlage 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 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 einer Zunahme dezentraler Erzeugung jedoch weniger stark betroffen und mussten somit nicht oder nur in geringem Maße ausgebaut oder umstrukturiert werden. 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 dezentraler Einspeisung, Arbeit oder Leistung aus erneuerbaren Energien zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet.

In der Gesamtschau wird die ausschließliche Verwendung der Lastdichte als beste Lösung für die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede auf der Mittelspannungs-

ebene identifiziert. Dieses Resultat bestätigt die Analysen, die seit Beginn der Qualitätsregulierung erstellt worden sind. Auch im aktuellen E-Bridge-Gutachten konnte kein anderer Parameter 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 – dies u. a. um die (ausgefallene) Kundenstruktur sachgerecht zu approximieren. Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannungsebene (inkl. der Umspannebene MS/NS) 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. Ferner dient der Gewichtungsfaktor dazu, die in der Summe über alle festgelegten Qualitätselemente angestrebte Erlösneutralität herzustellen (s. u.).

Die Grenzen des Erwartungsbereichs wurden seinerzeit vom Gutachter nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Folgegutachten, 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 in diesem Zusammenhang 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 Einflussfaktoren ausgeblendet werden, die als nachrangig eingestuft werden. Da die im Modell ausgeblendeten Faktoren in realen Netzen auftreten, können diese 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 im Rahmen der gutachterlichen Analysen bestimmte Einflüsse ausgeblendet 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 einzelnen 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 und dementsprechend kein schlüssiges Gesamtbild ergeben, ist von nicht hinreichend belastbaren Zusammenhängen auszugehen (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 ermittelten Regressionsexponenten 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 BNetzA 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 anhand 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 daher. 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 – dies 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 Satz 3 ARegV wird nicht vorgenommen. Strukturklassen sind mit der Gefahr erheblicher Verzerrungen verbunden. Dies betrifft allen voran die jeweiligen Klassengrenzen (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 Grenzwerte. Wie bereits bei den vorherigen Qualitätselementen wurde daher 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, wird 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-Ziffern 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,

sodass 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.

Ausreißer-Analysen, wie sie bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zur Anwendung kommen, 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 automatisch 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 Gewichtungsgröße 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.

Die Lastdichte als Strukturparameter zur Bestimmung des Referenzwertes mit dem entsprechenden nichtlinearen Funktionszusammenhang kommt für die restlichen drei Jahre der dritten Regulierungsperiode (2021 bis 2023) zur Anwendung. Eine jährliche Überprüfung dieses Strukturparameters zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede findet nicht statt. Die Referenzfunktion und somit die Regressionskoeffizienten einschließlich des Regressionsexponenten werden auf Grundlage der jährlich zu aktualisierenden Datenbasis neu ermittelt. Insofern wird eine jährliche Neuberechnung der Referenzwerte der Mittelspannungsebene vorgenommen. Die Erhebung der hierfür erforderlichen ASIDI-Werte, der Anzahl der Letztverbraucher und der Lastdichte erfolgt durch eine separate Datenerhebung der BNetzA.

2.7. Monetarisierung

Unter Abwägung der Zielsetzungen des § 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 Zu- oder Abschläge auf die Erlösbergrenze, 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 nutzenstiftend 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 einelineare Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Ki-

lowattstunde 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 sowie 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 Ausgangsgutachten dargestellten Vorgaben ermittelt. Nach wie vor stellt die darin beschriebene makroökonomische Analyse den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln. Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage, sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Es ist ferner unklar, ob die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors durch einen derartigen Ansatz verbessert würde. 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 rollierend aktualisierter Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich neu berechnet.

Bei der Monetarisierung der für die Mittelspannung ermittelten Abweichung der tatsächlich erreichten Versorgungszuverlässigkeit vom individuellen Referenzwert wird auf die Anzahl der Letztverbraucher in der Mittelspannung sowie den nachgelagerten Netzebenen abgestellt. Eine Begrenzung auf die an der Mittelspannung direkt angeschlossenen Letztverbraucher würde nicht zu sachgerechten Ergebnissen führen, da die Betroffenheit

der Netzkunden nicht adäquat abgebildet wäre. In der Folge würde sich zudem eine Minimierung der Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der betroffenen Netzbetreiber ergeben, wodurch die Qualitätsregulierung nahezu bedeutungslos würde und damit ihren Sinn und Zweck nicht mehr erreichen könnte.

Es ist darüber hinaus festzuhalten, dass sich die von der BNetzA ermittelten Bonus- und Malus-Beträge relativ gleichmäßig über den gesamten Wertebereich der Lastdichte verteilen und die Qualitätsregulierung damit keine systematische Umverteilung eines Teils der Erlösobergrenze zwischen Netzbetreibern in Abhängigkeit gebietsstruktureller Unterschiede bewirkt.

2.8. Kappungsgrenze

Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll durch Anwendung des Qualitätselements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr ist anzustreben, dass sich die festzusetzenden Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze aus dem Qualitätselement über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.

Zur Vermeidung unverhältnismäßiger monetärer Auswirkungen des Qualitätselements sollen zugleich Kappungsgrenzen berücksichtigt werden. Nach Summierung der ermittelten Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze über die betroffenen Netzebenen wird eine für den Bonus- und den Malus-Bereich symmetrische und einheitliche Kappung vorgenommen. Dabei ist es möglich, dass es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen kann. Eine Kappung innerhalb des Korridors von 2 bis 4 % der für die Qualitätsregulierung relevanten anteiligen Erlösobergrenze ist ausreichend, um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements angemessen zu begrenzen. Im Rahmen des rollierenden Berechnungsverfahrens wird auch die Kappungsgrenze unter Berücksichtigung der oben genannten Zielsetzung der Erlösneutralität jährlich neu bestimmt.

2.9. Netzübergänge

Die in der Datenbasis enthaltenen Werte der Kennzahlen SAIDI und ASIDI sowie der Strukturparameter bilden die in den einzelnen Kalenderjahren jeweils tatsächlich vorherrschenden Gegebenheiten ab. Insoweit wird auf das jeweilige Netzgebiet zum 31.12. eines Kalenderjahres abgestellt. Netzübergänge werden bei der Ermittlung der individuellen Qualitätselemente dadurch berücksichtigt, dass eine Mittelwertbildung unter Berücksichtigung der im jeweiligen Kalenderjahr tatsächlich dem Netz zuzuordnenden Kennzahlen ASIDI und SAIDI sowie der jeweiligen Strukturparameter erfolgt. Eine anderweitige Bereinigung der Daten in Zusammenhang mit Netzübergänge wurde nicht vorgenommen.

III. Sonstiges

1. Gebühren

Die Kostengrundscheidungen in Ziffer 13 des Tenors beruht auf § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG. Die Kosten des Verfahrens haben die Adressaten dieser Entscheidung zu tragen. Die Gebührenfestsetzung wird zu einem späteren Zeitpunkt in Zusammenhang mit der diesbezüglich noch erfolgenden behördlichen Sachentscheidung zum individuellen Qualitätselement nach § 21 a EnWG erfolgen.

2. Bekanntmachung

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die LRegB, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a Satz 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügbare Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der LRegB (www.versorger-bw.de) sowie im Amtsblatt der LRegB (Gemeinsames Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg, GABI.) bekannt gemacht werden (§ 73 Abs.1a Satz 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs.1a Satz 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der LRegB zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg mit Sitz in Stuttgart einzureichen. Es genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Stuttgart mit Sitz in Stuttgart eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Dies gilt nicht für Beschwerden der verfahrensbeteiligten Bundesnetzagentur.

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

Über die Beschwerde entscheidet das Oberlandesgericht Stuttgart.

Gesell