



### **Beschluss**

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

wegen Festlegung für die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

in Wahrnehmung der Aufgaben für das Land Niedersachsen,

|                        |                            |
|------------------------|----------------------------|
| durch den Vorsitzenden | Alexander Lüdtke-Handjery, |
| den Beisitzer          | Rainer Bender              |
| und den Beisitzer      | Wolfgang Wetzl             |

am 20.11.2013 beschlossen:

1. Das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2016 angewendet.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sind die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber aus der zweiten Regulierungsperiode heranzuziehen. Abweichend davon finden die Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der zweiten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, keine Anwendung.

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 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“ zu berücksichtigen. Hinsichtlich der geplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass „Sonstiges“ zu berücksichtigen. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen sind mit einem Faktor von 0,5 zu bewerten.
6. Aus den ermittelten Kennzahlen ist für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils ein Mittelwert über drei Kalenderjahre zu bilden. Dabei sind die Kennzahlen der Kalenderjahre 2010, 2011 und 2012 zugrunde zu legen.
7. Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Der Strukturparameter Lastdichte des Kalenderjahres 2012 ist in der Mittelspannungs- bzw. in der Niederspannungsebene dann heranzuziehen, wenn dieser statistisch bedeutsam ist.
8. Wird der Strukturparameter Lastdichte zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogen, so erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes mittels einer gewichteten Regression. Unter Berücksichtigung der Lastdichte werden die Referenzwerte in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet:

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

mit:

|             |                                       |
|-------------|---------------------------------------|
| $y_{Ref}$ : | Referenzwert für den SAIDI bzw. ASIDI |
| x:          | Lastdichte                            |
| a,b,c:      | Regressionskonstanten                 |

9. Die Gewichtung der Kennzahlen SAIDI und ASIDI erfolgt anhand der Anzahl der im Kalenderjahr 2012 (Stichtag 31.12.2012) angeschlossenen Letztverbraucher. In der Niederspannungsebene sind die an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zu berücksichtigen. In der Mittelspannungsebene sind die an das Mittelspannungsnetz und an das eigene nachgelagerte Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zu berücksichtigen.
10. Die statistische Bedeutsamkeit des aus der ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse identifizierten Parameters Lastdichte wird mittels des unter Tenor Ziffer 10.1. und 10.2. beschriebenen Signifikanztests anhand der Datenbasis 2010 bis 2012 separat für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft.
- 10.1. Sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannung werden Regressionsrechnungen durchgeführt, bei denen der Wert der Konstanten c variiert wird und die Werte  $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und 1 durchläuft. Somit ergeben sich jeweils sechs Modelle. Aus diesen Modellen werden jeweils diejenigen Modelle ausgewählt, bei denen die beiden Regressionskoeffizienten a und b statistisch signifikant sind. Dabei wird eine Vertrauenswahrscheinlichkeit von 95 % angesetzt.
- 10.2. Sind in mehr als einer Modellvariante ( $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und 1) beide Koeffizienten a und b nach Tenor Ziffer 10.1. signifikant, so wird das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  der signifikanten Modellvarianten verglichen. In der Nieder- und Mittelspannungsebene kommt dann die jeweils signifikante Modellvariante mit dem höchsten Bestimmtheitsmaß  $R^2$  zur Anwendung.
11. Weist der Strukturparameter Lastdichte keine statistische Bedeutsamkeit auf, erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes in der Nieder- und der Mittelspannungsebene auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung:

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum SAIDI_i \cdot LV_i^{\text{NS}}}{\sum LV_i^{\text{NS}}}$$

Für die Mittelspannungsebene gilt:

$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum ASIDI_i \cdot LV_i^{\text{MS}}}{\sum LV_i^{\text{MS}}}$$

mit:

|                        |   |
|------------------------|---|
| $y_{\text{Ref}}$ :     | Referenzwert für den SAIDI/ASIDI  |
| $LV_{i}^{\text{NS}}$ : | an die Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i  |
| $LV_{i}^{\text{MS}}$ : | an die Mittelspannungsebene und nachgelagerte Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i |

12. Zur Ermittlung der Zuschläge und Abschläge auf die zulässige Erlösobergrenze ist die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der über drei Jahre gemittelten individuellen Kennzahl SAIDI bzw. ASIDI der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der Anzahl der Letztverbraucher des Kalenderjahres 2012 und mit dem Monetarisierungsfaktor entsprechend der Ziffer 13 zu multiplizieren. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$$\text{Bonus/Malus}_i = (y_i^{\text{Ref}} - y_i^{\text{ind}}) * \text{Anzahl Letztverbraucher}_i * m \text{ €/min/Letzterverbraucher/a}$$

mit:

|                      |   |
|----------------------|---|
| m:                   | Monetarisierungsfaktor  |
| $y_i^{\text{Ref}}$ : | errechneter Referenzwert der entsprechenden Netzebene i (gemäß Punkt 8 bzw. 11)         |
| $y_i^{\text{ind}}$ : | individuelle Kennzahl (SAIDI bzw. ASIDI) der entsprechenden Netzebene i (gemäß Punkt 6) |

13. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes auf Basis der Daten der Kalenderjahre 2010 bis 2012 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor „m“ beträgt 0,19 €/min/Letzterverbraucher/a.

14. Um die Auswirkung auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, werden Kappungsgrenzen berücksichtigt. Die Kappung wird erst nach Summierung der Zuschläge und Abschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von 2 bis 4% der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2013 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).

15. Die Definitionen der Anlage 1 zur Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzeichen BK8-13/001) sind für die Ermittlung des Qualitätselementes nach Maßgabe der dargestellten Ermittlungsmethodik maßgeblich.
16. Die Festlegung wird gemäß § 73 Abs. 1a EnWG mit der Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und der Veröffentlichung auf ihrer Internetseite wirksam.

## Gründe

### I.

1. Die Bundesnetzagentur hat durch Mitteilung auf ihrer Internetseite am 03.07.2013 und im Amtsblatt 12/2013 vom 03.07.2013 ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV und §§ 19, 20 ARegV zur Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit eingeleitet.
2. Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus dem „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (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>, welches im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurde, sowie Erkenntnisse aus dem Qualitätsregulierungsverfahren der ersten Regulierungsperiode Strom.
3. Den Verbänden und Unternehmen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 02.08.2013 gegeben. Bis zum Ablauf dieser Frist sind 14 Stellungnahmen eingegangen. Diese Stellungnahmen thematisierten im wesentlichen folgende Aspekte:

#### 3.1 Strukturparameter Lastdichte zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede

Hinsichtlich der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede im Bereich der Niederspannung wurde vorgetragen, dass es nicht mit der Vorschrift § 20 Abs. 2 ARegV vereinbar wäre, wenn es in der Niederspannungsebene kein Strukturmerkmal in die Ermittlung des Referenzwertes einfließen würde. Weiterhin wurde angeregt, dass weitere Parameter untersucht werden sollten, wenn sich die Lastdichte nicht als ausreichend signifikant erweist. Andere Netzbetreiber haben hierzu die Ansicht vertreten, dass die Überprüfung der Lastdichte ausreichend sei.

Des Weiteren wird ausgeführt, dass die Einschätzung, die Lastdichte sei als alleiniger potenzieller gebietsstruktureller Unterschied anzusehen, sich auf das Consentec-Gutachten stütze, welches die unplausibilisierte und veraltete Daten-

---

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

basis 2006-2008 verwendete. Dieselbe Kritik an der Datenbasis wurde bezüglich der Bandbreite für die Konstante  $c$  mit Werten zwischen 0,5 -1 geäußert.

Darüber hinaus wurde angemerkt, dass entsprechend der Ermittlung der Kennzahlen auch die Strukturparameter zur Berechnung der Lastdichte über drei Kalenderjahre gemittelt werden sollten.

Um Verzerrungen durch Ausreißer zu vermeiden, wird gefordert, dass bei der Festlegung der Referenzfunktion eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und Ausreißer eliminiert werden sollten.

### 3.2 Jährliche Berechnung

Es wird angeregt, dass eine jährliche Berechnung des Qualitätselementes erfolgen solle, um Qualitätsveränderungen zeitnah berücksichtigen zu können.

### 3.3 Berücksichtigung von Weiterverteilern

Es wird angemerkt, dass keine Konsistenz zwischen der erfassten Jahreshöchstlast (inklusive Weiterverteilern) und den anderen erfassten Daten, wie etwa der Fläche, gebe.

### 3.4 Monetarisierungsfaktor

Es wird die Auffassung vertreten, dass für den Monetarisierungsfaktor ein 3-Jahresdurchschnitt herangezogen werden sollte.

4. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG mit E-Mail vom 26.06.2013 von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. In seiner 48. Sitzung am 25.04.2013 hat sich der Länderausschuss mit dem Festlegungsentwurf gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG befasst. 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.

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



## II.

### 1. Zuständigkeit

Die Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG fällt gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Niedersachsen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Niedersachsen vom 25.10.2005 (Bekanntmachung: Niedersächsisches Ministerialblatt Nr. 44/2005, S. 945 f. vom 07.12.2005; in Kraft seit dem 08.12.2005).

### 2. Ermächtigungsgrundlage

Die Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

### 3. Adressatenkreis

Tenor zu Ziffer 2.) erster Satz ordnet an, dass durch diesen Beschluss Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode erfasst werden. Abweichend davon werden nach Tenor zu Ziffer 2.) zweiter Satz Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen i.S.d. § 110 EnWG, Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die gem. § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind nicht von dieser Festlegung erfasst.

Auf Betreiber Geschlossener Verteilernetze ist die Anreizregulierungsverordnung gem. § 110 Abs. 1 EnWG generell nicht anwendbar. Ebenso finden die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung auf Betreiber neuer Netzinfrastrukturen i.S.d. § 1 Abs. 1 ARegV keine Anwendung. Schließlich sind die Regelungen der §§ 19 f. ARegV gem. § 24 Abs. 3 ARegV auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, nicht anwendbar.



#### 4. Ermessensausübung

Die Einführung eines Qualitätselements nach § 19 Abs. 1 S. 1 ARegV ist erforderlich und geboten, da eine Anreizregulierung, die einzig auf den Abbau von ineffizienten Kosten abzielt, grundsätzlich negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität haben könnte. Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 ARegV hat daher der Beginn der Anwendung eines Qualitätselements in Stromversorgungsnetzen zur zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen, so das in dieser Hinsicht kein Ermessensspielraum besteht.

#### 5. Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

5.1. Auf die Erlösobergrenzen können nach § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen. Die Kennzahlen sind nach Maßgabe des § 20 ARegV unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln und in Zu- oder Abschläge umzusetzen.

5.2. Zulässige Kennzahlen nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit nach § 19 ARegV sind insbesondere die Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung, die Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung, die Menge der nicht gelieferten Energie und die Höhe der nicht gedeckten Last. Gemäß § 20 Abs. 2 ARegV sind aus den Kennzahlenwerten der einzelnen Netzbetreiber Kennzahlvorgaben als gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln. Hierbei sind gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen.

5.3. Für die Gewichtung der Kennzahlen oder der Kennzahlenwerte sowie die Bewertung der Abweichung in Geld zur Ermittlung der Zu- oder Abschläge auf die Erlöse können gemäß § 20 Abs. 3 ARegV insbesondere die Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, als Maßstab herangezogen werden, analytische Methoden, insbesondere analytische Kostenmodelle, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen, oder eine Kombination von beiden Methoden verwendet werden.

#### 6. Datenbasis für die Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

6.1. Das Qualitätselement ist nach Maßgabe des § 20 ARegV unter Heranziehung der Daten von Elektrizitätsverteilternetzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. Auf Grund dessen, dass gemäß § 24 Abs. 3 ARegV das Qualitätselement nach § 19 ARegV im vereinfachten Verfahren keine Anwendung findet, werden die Daten von Elektrizitätsverteilternetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teil-

nehmen, nicht verwendet. Auch werden Daten von Betreibern geschlossener Verteilernetze i.S.d. § 110 EnWG sowie von Netzbetreibern, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, nicht berücksichtigt.

6.2. Zur Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage wird die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterziehen. So wird für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Daten anhand der, der Regulierungsbehörde vorliegenden Daten sowie vom Netzbetreiber veröffentlichten Daten überprüft. Zudem werden Quervergleiche über alle Netzbetreiber durchgeführt. Im Rahmen der Datenabfrage und -plausibilisierung sind Netzbetreiber gehalten, ihre Angaben zu erläutern bzw. Nachweise auf Nachfrage der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Demzufolge geht die Beschlusskammer davon aus, die Berechnung des Qualitätselementes auf Grundlage einer belastbaren Datenbasis durchführen zu können.

## 7. Kennzahlenwerte für die Netzzuverlässigkeit

7.1. Die Bestimmung des Qualitätselementes 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 Qualitätselementes möglichst transparent zu gestalten, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzeichen BK8-13/001) aufgefordert, die ihrerseits anzuwendenden Kennzahlen zu melden. Somit erhalten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten nach § 52 EnWG erneut zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen. Dabei sind selbstverständlich die Definitionen der Anlage 1 zur Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 08.05.2013 (Aktenzeichen BK8-13/001) zu beachten. Anpassungen an den bestehenden Datendefinitionen der Allgemeinverfügung wurden dabei, soweit dies aus Sicht der Bundesnetzagentur zur Wahrung einer einheitlichen Datenbasis erforderlich war, vorgenommen.

7.2. Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 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“

7.3. 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 Kennzahlen SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen<sup>2</sup> bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003<sup>3</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.

7.4. Der SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) 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 Ka-

---

<sup>2</sup> DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

<sup>3</sup> IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

lenderjahr 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.

7.5. Zur Bestimmung des Qualitätselementes 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/in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder 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 Qualitätselementes ein.

7.6. Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselementes 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.<sup>4</sup>

7.7. Darüber hinaus fließen geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselementes ein. Hierdurch sollen verzerrende Effekte die durch die Liberalisierung des Messwesens verursacht werden können, vermieden werden.

---

<sup>4</sup> Siehe: Anlage zur Allgemeinverfügung nach § 52 S.5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.:605/8135).

- 7.8. Auf Grund dessen, dass angekündigte Versorgungsunterbrechungen geringere Unterbrechungskosten bei den Netzkunden verursachen, da diese sich auf die angekündigte Versorgungsunterbrechung vorbereiten können, werden geplante Versorgungsunterbrechungen mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.
- 7.9. Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich wiederum auf die Erlösbergrenzen der Elektrizitätsverteilternetzbetreiber in Form von Zuschlägen oder Abschlägen auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.
- 7.10. 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.

## 8. Referenzwerte für die Netzzuverlässigkeit

- 8.1. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen. Im Rahmen gutachterlicher Analysen wurde der Strukturparameter Lastdichte als Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [in kW] und der geografischen Fläche [in km<sup>2</sup>] für die Mittelspannungsebene bzw. der versorgten Fläche [in km<sup>2</sup>] für die Niederspannungsebene zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede identifiziert. Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nicht-linearer Funktionszusammenhang. Bei einer sehr geringen Versorgungsdichte beeinflusst eine Veränderung der Versorgungsdichte stark die Netzzuverlässigkeit, während bei einer sehr hohen Versorgungsdichte die Veränderung der Versorgungsdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst wird. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf vor. Der Gutachter hat für seine Analysen im Wesentlichen ingenieurwissenschaftliche Ansätze angewandt und diese mit der seinerzeit vorliegenden Datengrundlage (2006 - 2008 für SAIDI/ASIDI Werte bzw. 2006 für die Strukturdaten) verifiziert. Insofern war die seinerzeit vorliegende Datengrundlage nicht entscheidend für die Modellbestimmung



sondern hat diese vielmehr ergänzend gestützt. Insofern geht die Beschlusskammer davon aus, dass die seinerzeit gefundenen Ergebnisse nach wie vor Bestand haben und es keinen Anlass gibt, eine Veränderung des Modells aus der ersten Regulierungsperiode vorzunehmen. Die Forderung, auch für die Strukturdaten Jahreshöchstlast und Fläche eine Mittelung über drei Jahre vorzunehmen, um insbesondere dem Problem der Datenbereitstellung bei Netzübergängen zu begegnen, ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht zielführend. Hier würden insbesondere neu gegründete Netzbetreiber benachteiligt, für die die entsprechenden Daten für weniger als drei Jahre vorliegen.

- 8.2. Die in der letztmaligen Festlegung, unter dem Aktenzeichen BK8-11/002) verwendete Definition der Lastdichte wird nicht verändert. Grundsätzlich orientiert sich die Referenzwert- und Kennzahlenermittlung weiterhin an den tatsächlichen Qualitäts- und Strukturdaten des abzubildenden Netzgebietes des jeweiligen Netzbetreibers.
- 8.3. Die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte wird mittels eines Signifikanztests anhand der relevanten Datenbasis jeweils für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft. Sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannung werden die Regressionsrechnungen durchgeführt, bei denen der Wert der Konstanten  $c$  variiert wird und die Werte  $c = 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  und  $1$  durchläuft. Hierzu wurde vorgetragen, weitere Werte, insbesondere größer als  $1$ , ebenfalls zu testen. Der Gutachter hatte für  $c$  die Werte  $0,5$  und  $1$  als mögliche Größen vorgeschlagen. Das Testen weiterer Werte für  $c$  mit dem Abstand  $0,1$  vereinbart zum einem die Absicht, die Abbildungsgenauigkeit zu erhöhen und zum anderen die Anzahl der Modellvarianten überschaubar zu halten. Würde der Abstand verkleinert werden oder andere Werte außerhalb des Intervalls  $0,5$  bis  $1$  getestet werden, würde sich auch die Anzahl der möglichen Modelle sowie der Aufwand deutlich erhöhen.
- 8.4. Ist die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte nicht gegeben, erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung. In diesem Zusammenhang wurde vorgetragen, dass, sollte die Lastdichte in der Niederspannung nicht signifikant sein, andere Gebietsstrukturparameter gefunden werden müssten. In den seinerzeit durchgeführten Analysen des Gutachters, haben sich bislang jedoch keine anderen Gebietsstrukturparameter als statistisch bedeutsam erwiesen, so dass eine gewichtete Mittelwertbildung in diesem Fall alternativlos wäre. Auf eine Ausreißeranalyse, wie sie in einigen Stellungnahmen gefordert wird, kann aus Sicht der Beschlusskammer verzichtet werden, da Kappungsgrenzen berücksichtigt werden (vgl. 9.2.).

## 9. Monetarisierung

- 9.1. 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.
- 9.2. 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.
- 9.3. 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.
- 9.4. 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.



- 9.5. 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.
- 9.6. 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.
- 9.7. 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 (8760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.
- 9.8. Der Monetarisierungsfaktor wird für die Jahre 2010 bis 2012 berechnet, soweit die erforderlichen Daten verfügbar sind, und anschließend der ungewichtete Mittelwert gebildet. Sind die entsprechenden Daten eines Jahres nicht verfügbar, so wird auf das aktuellste verfügbare Jahr zurückgegriffen. Dieser Mittelwert wird als Monetarisierungsfaktor für die Berechnung des Qualitätselements angewendet. Die Beschlusskammer trägt damit dem Einwand aus einigen Stellungnahmen Rechnung. Eine Mittelwertbildung über drei Jahre ist aber auch insbesondere dadurch gerechtfertigt, dass das Qualitätselement für drei Jahre festgelegt wird. Die Herleitung des Monetarisierungsfaktors sowie die Eingangsdaten sind in Anlage 1 zum diesem Beschluss dargestellt.
10. Umsetzung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit in die Erlösobergrenze
- 10.1. Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselementes keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlen des Qualitätselementes über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.
- 10.2. Um die monetären Auswirkungen auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

10.3. Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund beabsichtigt die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4% vorzugeben. Aus Sicht der Beschlusskammer ist eine Kappung innerhalb dieses Korridors ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Erst nach der Berechnung der individuellen Qualitätselemente ist es der Regulierungsbehörde möglich zu entscheiden, wie hoch die Kappungsgrenze tatsächlich sein wird. Anschließend wird sie den Netzbetreibern in den individuellen Beschlüssen mitgeteilt. Für die endgültige Festlegung einer Kappungsgrenze innerhalb dieses Kappungskorridors ist die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität maßgeblich

## 11. Vorgehensweise bei Netzübergängen

Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, eine sachgerechte Bereinigung der Daten für das Qualitätselement im Rahmen von Netzübergängen nach § 26 ARegV vorzunehmen. Ist eine Bereinigung nicht möglich, so sind die Werte bestmöglich zu schätzen. Die Beschlusskammer wird durch die Prüfung der übermittelten Daten eine einheitliche Vorgehensweise sicherstellen.

## 12. Anwendung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit

Das Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, nachdem dieses mit Festlegung vom 07.06.2011 (Aktenzeichen BK8-11/002) erstmals zum 01.01.2012 eingeführt wurde, zum 01.01.2014 auf Grundlage dieser Festlegung bis zum 31.12.2016 weitergeführt.

Rechtsgrundlage für die Befristung der im Ermessen der Behörde stehenden Regelung ist § 36 Abs. 2 Nr.2 VwVfG. Die Befristung ist erforderlich und geboten, um die Wirkung des ermittelten Bonus- bzw. Malus auf einen angemessenen Zeitraum zu begrenzen. Auch in den Stellungnahmen wurde eine zeitnahe, teilweise sogar eine jährliche Anpassung des Bonus bzw. Malus gefordert. Die Befristung auf drei Jahre stellt einen sinnvollen Kompromiss aus zeitnaher Anpassung der Zu- und Abschläge und dem derzeit noch relativ hohen Ermittlungsaufwand dar. Zudem bietet die Befristung die Möglichkeit, eine sachgerechte Weiterentwicklung des Qualitätselements vorzunehmen.

### 13. Bekanntgabe der Entscheidung

Die vorliegende Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Verstreichen von zwei Wochen nach dem Tag der Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und auf ihrer Internetseite als zugestellt. Die öffentliche Bekanntmachung ersetzt nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG die Zustellung. Angesichts des vorangegangenen Konsultationsverfahrens ist eine zusätzliche Übergangsfrist nicht geboten.

## Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Celle (Hausanschrift: Schloßplatz 2, 29221 Celle) 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).

Bonn, den 20.11.2013

Vorsitzender



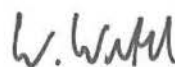
Alexander Lüdtké-Handjery

Beisitzer



Rainer Bender

Beisitzer



Wolfgang Wetzl