



Beschluss

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

wegen Festlegung über den Beginn der Anwendung, 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,

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

am xx.xx.2013 beschlossen:

1. Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltene Qualitätselement soll für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2014 angewendet werden.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sind die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Regelverfahren der 2. Regulierungsperiode heranzuziehen. Keine Berücksichtigung finden die Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder auch nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

3. Für Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene ist hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit gegenwärtig keine Qualitätsregulierung vorgesehen.
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 Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Der Strukturparameter Lastdichte des Kalenderjahres 2012 ist in der Mittelspannungs- und 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 angeschlossenen Letztverbraucher des Kalenderjahres 2012. Für die Niederspannungsebene sind hierfür die an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde zu legen. Für die Mittelspannungsebene sind die an das Mittelspannungsnetz und an das eigene nachgelagerte Niederspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde zu legen.
10. Die statistische Bedeutsamkeit des aus der ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse identifizierten Parameters Lastdichte wird mittels eines 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 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. 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 signifikant im Sinne des Punktes 10.1, 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_{Ref} : Referenzwert für den SAIDI/ASIDI

LV^{NS}_i : an die Niederspannungsebene angeschlossene
Letztverbraucher des Netzbetreibers i

LV^{MS}_i : an die Mittelspannungsebene und nachgelagerte
Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des
Netzbetreibers i

12. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) 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 des Kalenderjahres 2012 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^{Ref} : errechneter Referenzwert der entsprechenden Netzebene i (gemäß Punkt 8 bzw. 11)

y_i^{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 des Kalenderjahres 2012 berechnet. Sind die entsprechenden Daten des Kalenderjahres 2012 noch nicht verfügbar, so wird das aktuellste verfügbare Kalenderjahr zugrunde gelegt. 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. Soweit die Umsetzung dieser Festlegung auf der Datengrundlage der Kalenderjahre 2010, 2011 und 2012 erfolgt, so wird das berechnete Qualitätselement für die Kalenderjahre 2014, 2015 und 2016 erlöswirksam. Im Übrigen bleibt die Gültigkeit dieser Festlegung unberührt.

17. Die Festlegung wird mit der Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und der Veröffentlichung auf ihrer Internetseite gemäß § 73 Abs. 1a EnWG wirksam.

ENTWURF

Gründe

I.

1. Die Bundesnetzagentur hat durch Mitteilung auf ihrer Internetseite am xx.xx.2013 und im Amtsblatt xx/2013 vom xx.xx.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 Limited¹, 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 xx.xx.2013 gegeben. Bis zum Ablauf dieser Frist sind xx Stellungnahmen eingegangen. Diese Stellungnahmen thematisierten im wesentlichen folgende Aspekte:
 - 3.1. xx1
 - 3.2. xx2
4. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG mit E-Mail vom xx.xx.2013 von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Am xx.xx.2013 wurde dem Länderausschuss der Festlegungsentwurf übermittelt und Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG gegeben. Dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der Sitz des Netzbetreibers belegen ist, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
5. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

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

II.

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG. 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.

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 der § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

3. Adressatenkreis

Durch diesen Beschluss werden Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Regelverfahren der 2. Regulierungsperiode in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur adressiert, soweit sie kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

4. Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

4.1. Auf die Erlösobergrenzen können nach § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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.

4.2. 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.

- 4.3. 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.
5. Datenbasis für die Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit
 - 5.1. Das Qualitätselement ist nach Maßgabe des § 20 ARegV unter Heranziehung der Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, nicht verwendet. Auch werden Netzbetreiber, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben nicht berücksichtigt sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

Demzufolge werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Regelverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden zur Bestimmung des Qualitätselementes zur Netzzuverlässigkeit herangezogen.

5.2. Zur Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage wird die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterziehen. So wird etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Daten zu bislang vom Netzbetreiber der Regulierungsbehörde übermittelten Daten bzw. vom Netzbetreiber veröffentlichte relevante Daten überprüft sowie Quervergleiche über alle Netzbetreiber durchgeführt. Im Rahmen der Datenabfrage und -plausibilisierung sind Netzbetreiber gehalten, ihre Angaben entsprechend 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.

6. Kennzahlenwerte für die Netzzuverlässigkeit

6.1. 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 wurden dabei, soweit dies aus Sicht der Bundesnetzagentur zur Wahrung einer einheitlichen Datenbasis erforderlich war, vorgenommen.

6.2. Nach 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“

6.3. 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-Kenngrößen² bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003³ 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.

6.4. 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 Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

6.5. 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

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

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

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.

- 6.6. 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.⁴
- 6.7. 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.
- 6.8. 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.
- 6.9. Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich wiederum auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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.
- 6.10. 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

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

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.

7. Referenzwerte für die Netzzuverlässigkeit

7.1. 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 km²] für die Mittelspannungsebene bzw. der versorgten Fläche [in km²] 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. Die statistische Bedeutsamkeit des Parameters Lastdichte wird mittels eines Signifikanztests anhand der relevanten Datenbasis jeweils für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft.

7.2. 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.

8. Monetarisierung

8.1. 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.

8.2. Die Zuschläge 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.

- 8.3. 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 Stromverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.
- 8.4. 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.
- 8.5. 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.
- 8.6. 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.
- 8.7. 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.

8.8. Der Monetarisierungsfaktor wird - soweit möglich - auf Basis verfügbarer Daten des Jahres 2012 berechnet. Sind die entsprechenden Werte des Jahres 2012 nicht verfügbar, so wird das aktuellste verfügbare Jahr zurückgegriffen. Die Herleitung des Monetarisierungsfaktors sowie die Eingangsdaten sind in Anlage 1 zum diesem Beschluss dargestellt.

9. Umsetzung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit in die Erlösobergrenze

9.1. 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.

9.2. Um die Auswirkungen auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

9.3. Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund gibt die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4% vor. 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 wird die Regulierungsbehörde entscheiden, wie hoch die Kappungsgrenze tatsächlich sein wird und sie den Netzbetreibern in individuellen Beschlüssen mitteilen. Für die endgültige Festlegung einer Kappungsgrenze innerhalb dieses Kappungskorridors soll die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert werden.

10. 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.

11. 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 Basis dieser Festlegung weitergeführt.

12. Bekanntgabe der Entscheidung

Die vorliegende Entscheidung gilt mit der Zustellung als bekannt gegeben und wird damit wirksam. 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 Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) 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 xx.xx.2013

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Alexander Lüttke-Handjery

Rainer Bender

Wolfgang Wetzi