



Baden-Württemberg
MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Az. 4-4455.7/40

Stuttgart, den 23.05.2014

Festlegung der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg

zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze
nach den §§ 19 und 20 Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

- Festlegung Qualitätselement Strom 2014 bis 2016 -

Vom

23.05.2014

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 23.05.2014, soweit sie für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zuständig ist, verfügt:

I. Tenor

1. Das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit nach Maßgabe dieser Festlegung wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2016 angewendet.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit sind die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber aus der zweiten Regulierungsperiode heranzuziehen. Abweichend davon findet das Qualitätselement für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der zweiten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der ARegV ausgenommen sind, keine Anwendung. Die Daten dieser von der Anwendung des Qualitätselementes ausgenommenen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber bleiben bei der Bestimmung des Qualitätselementes unberücksichtigt.
3. 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. Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden bei der Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.
4. 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.

5. Aus den ermittelten Kennzahlen ist für die Niederspannungsebene und für die Mittelspannungsebene jeweils ein Mittelwert über drei Kalenderjahre zu bilden. Dabei sind die Kennzahlen der Kalenderjahre 2010, 2011 und 2012 zugrunde zu legen.
6. Aus den Kennzahlenwerten werden Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden ermittelt. Der Strukturparameter Lastdichte des Kalenderjahres 2012 ist in der Mittelspannungs- und in der Niederspannungsebene dann heranzuziehen, wenn dieser statistisch bedeutsam ist.
7. 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:

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

mit:

y_{Ref} : Referenzwert für den SAIDI bzw. ASIDI

x : Lastdichte

a, b, c : Regressionskonstanten

8. 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.
9. Die statistische Bedeutsamkeit des aus der ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse identifizierten Parameters Lastdichte wird mittels des unter den

Ziffern 9.1 und 9.2 beschriebenen Signifikanztests anhand der Datenbasis 2010 bis 2012 separat für die Nieder- und die Mittelspannungsebene überprüft.

9.1 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.

9.2 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 9.1 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.

10. 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:
$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum \text{SAIDI}_i \cdot LV_i^{NS}}{\sum LV_i^{NS}}$$

Für die Mittelspannungsebene gilt:
$$y_{\text{Ref}} = \frac{\sum \text{ASIDI}_i \cdot LV_i^{MS}}{\sum LV_i^{MS}}$$

mit:

y_{Ref} : Referenzwert für den SAIDI/ASIDI

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

$L V_i^{MS}$: an die Mittelspannungsebene und nachgelagerte Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i

11. 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 12 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 Ziffer 7 bzw. 10)

y_i^{ind} : individuelle Kennzahl (SAIDI bzw. ASIDI) der entsprechenden Netzebene i (gemäß Ziffer 5)

12. 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.
13. 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 Malus-Bereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung in einem Korridor von 2 bis 4% der von der Bundesnetzagentur den Netzbetreibern in den Datenquittungen mitgeteilten Erlösobergrenzen des Kalenderjahres 2013 abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und – falls vorhanden – abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene Höchst-/Hochspannung, Hochspannung und die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung vorgenommen. Die hierbei zugrunde gelegten Erlösobergrenzen beruhen im Regelfall letztlich auf behördlich ungeprüften Angaben der Netzbetreiber gegenüber der LRegB aus den

Mitteilungen nach § 28 Nr. 1 ARegV. 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).

14. Die Definitionen der Anlage 1 zur Festlegung der Bundesnetzagentur 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. Die Bundesnetzagentur hat die Definitionen allen betroffenen Netzbetreibern bereits im Rahmen der Datenerhebung übermittelt.
15. Die Kosten (Gebühren und Auslagen) des Verfahrens tragen die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, auf deren Erlösobergrenze das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit in den Jahren 2014 bis einschließlich 2016 Anwendung findet. Die Gebührenfestsetzung wird zu einem späteren Zeitpunkt nach den Maßstäben des § 7 Landesgebührengesetzes in Zusammenhang mit der diesbezüglich noch erfolgenden behördlichen individuellen Sachentscheidung zum Qualitätselement nach § 21 a EnWG erfolgen.

II. Gründe

1. Verfahrensverlauf

Die LRegB hat die Einleitung des Verfahrens zum Erlass einer Festlegung über die nähere Ausgestaltung und zum Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes 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 am 03.04.2014 auf ihrer Internetseite bekannt gemacht. Die Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung im Amtsblatt der LRegB (Gemeinsames Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg, GABl.) erfolgte am 30.04.2014.

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).

Mit Schreiben vom 03.04.2014 wurde allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die entsprechend der Ziffer 2 des Tenors ein Qualitätselement für die Jahre 2014 bis 2016 erhalten werden – soweit sie in die Zuständigkeit der LRegB fallen – die beabsichtigte Festlegungsentscheidung der LRegB übermittelt und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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

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

• Ermittlung des Monetarisierungsfaktors

Es wurde vorgetragen, dass die Bedeutung von Versorgungsunterbrechungen bei privaten Haushalten im Vergleich mit denen der Industrie im Rahmen der Ermittlung des Monetarisierungsfaktors deutlich übermäßig gewichtet werde. Im Ergebnis führe dies zu einer besonders starken Gewichtung der Niederspannungsebene. Das Verhältnis der Bedeutung der Wertschöpfung im Rahmen der Erwerbstätigkeit zur Wertschöpfung aus Freizeit sei infolgedessen zu überdenken.

Positiv bewertet wurde dagegen, dass bei der Ermittlung des Monetarisierungsfaktors auf die Jahre 2010 bis 2012 und damit einen mehrjährigen Zeitraum abgestellt wird.

• Ermittlung von Ausreißern

Im Hinblick auf die Datenbasis wurde angemerkt, dass bei der Festlegung der Referenzfunktion zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden solle, um Ausreißer eliminieren zu können.

Des Weiteren sollten nicht lediglich Strukturdaten des Jahres 2012, sondern auch bei den Strukturdaten – analog zu den Versorgungsunterbrechungen – die Jahre 2010, 2011 und 2012 betrachtet und über eine Mittelwertbildung berücksichtigt werden. Eine solche Mittelwertbildung diene ebenso der Reduzierung möglicher Verzerrungen durch stochastische Abweichungen und Ausreißer.

• Anzahl der Letztverbraucher

Zur Gewichtung der Kennzahlen anhand der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher wurde angemerkt, dass zukünftig auch die nachgelagerten Netze der Weiterverteiler bei der Ermittlung des Qualitätselements Berücksichtigung finden sollen, wobei derzeit entsprechende Daten jedoch nicht vorlägen.

• Berücksichtigung von Strukturparametern

Hinsichtlich des Signifikanztests für Ermittlung der statistischen Bedeutsamkeit des Strukturparameters Lastdichte wurde vorgetragen, dass diesbezüglich lediglich eine qualitative Beschreibung erfolgen solle. Der unter den Ziffern 9.1 und 9.2 des Tenors näher beschriebene Signifikanztest schränke die Methodik unzulässig ein. Darüber hinaus wurde unter Verweis auf § 20 Abs. 2 ARegV angemerkt, dass die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede geboten sei. Infolgedessen sei das Abstellen auf gewichtete Mittelwerte bei fehlender Signifikanz der Lastdichte unzureichend und

neben der Lastdichte sollten auch andere exogene Strukturparameter entsprechend überprüft werden.

• Anwendungszeitraum

In Zusammenhang mit dem Anwendungszeitraum wurde vorgeschlagen, zukünftig eine jährliche Berechnung auf Basis eines gleitenden Drei-Jahres-Durchschnitts durchzuführen, um Wirkungszusammenhänge möglichst kurzfristig zu berücksichtigen und somit gezielte Anreize zu setzen.

• Wahl der Kennziffern SAIDI und ASIDI

In der Stellungnahme wurde angemerkt, dass die unter nachfolgender Ziffer 2.6.2 dieser Festlegungsentscheidung enthaltene Ausführung dahingehend zu korrigieren sei, dass es sich hier konkret nicht um die Beschränkung auf die *Unterbrechungsdauer*, sondern um die Beschränkung auf die *Nichtverfügbarkeit* handle, da die Unterbrechungsdauer über die Kennzahl CAIDI (customer average interruption duration index) abgebildet werde.

Hinsichtlich der in der Stellungnahme thematisierten Sachverhalte wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter Ziffer 2 verwiesen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist am Verfahren beteiligt (vgl. BGH, Beschluss vom 13.11.2007, KVR 23/07) und erhielt ebenfalls mit Schreiben vom 03.04.2014 Gelegenheit zur Stellungnahme.

Die BNetzA hat am 20.11.2013 eine Festlegung erlassen (Aktenzeichen BK8-13-002), die mit dieser Festlegung im Wesentlichen übereinstimmt. Auf den Verlauf des Verfahrens bzgl. der entsprechenden Festlegung der BNetzA (AZ: BK8-13/002) wird verwiesen.

2. Rechtliche Würdigung

Mit dieser Festlegung trifft die LRegB Vorgaben zur näheren Ausgestaltung und zum Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV.

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 Grundlagen

Die Festlegung zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

2.3 Adressatenkreis

Aus Ziffer 2 des Tenors ergibt sich, dass von dieser Festlegung nur Elektrizitätsverteilernetzbetreiber der zweiten Regulierungsperiode in der Zuständigkeit der LRegB erfasst werden, soweit

- diese nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen bzw.
- diese gem. § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind oder
- es sich nicht um Betreiber geschlossener Verteilernetzen i.S.d. § 110 EnWG handelt.

Gemäß § 24 Abs. 3 ARegV sind die Regelungen des § 19 ARegV auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV

teilnehmen, nicht anwendbar. Ebenso finden die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung auf Betreiber neuer Netzinfrastrukturen i.S.d. § 1 Abs. 1 ARegV keine Anwendung. Des Weiteren ist dem § 110 Abs. 1 EnWG zu entnehmen, dass die Anreizregulierungsverordnung auf Betreiber geschlossener Verteilernetze generell ebenfalls nicht anwendbar ist.

2.4 Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

2.4.1 Auswirkung auf die Erlösobergrenzen

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.

2.4.2 Zulässige Kennzahlen

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.

2.4.3 Gewichtung der Kennzahlen und Monetarisierung

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.

2.5 Datenbasis für die Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

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 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, nicht verwendet. Ebenso 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 (vgl. auch Ausführungen unter Ziffer 2.3).

Zur Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage erfolgt eine netzbetreiberindividuelle Plausibilitätsprüfung der übermittelten Daten durch die Bundesnetzagentur. Dabei wird die Konsistenz der Angaben für jeden Netzbetreiber anhand der Daten, die der Regulierungsbehörde vorliegen sowie der vom Netzbetreiber veröffentlichten Daten überprüft. Zudem werden Quervergleiche über alle Netzbetreiber hinweg durchgeführt. Im Rahmen der Datenabfrage und -plausibilisierung durch die Bundesnetzagentur sind Netzbetreiber gehalten, ihre Angaben zu erläutern bzw. auf Nachfrage Nachweise an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Demzufolge geht die LRegB davon aus, die Berechnung des Qualitätselementes auf Grundlage einer belastbaren Datenbasis durchführen zu können.

2.6 Kennzahlenwerte für die Netzzuverlässigkeit

2.6.1 Belastbarkeit der Datenreihen

Die Bestimmung des Qualitätselementes für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen 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 zur 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 der BNetzA zur Datenerhebung für die 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 die den Netzbetreibern bereits bekannten 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 vorgenommen, soweit dies zur Wahrung einer einheitlichen Datenbasis Anpassungen an den bestehenden Datendefinitionen erforderlich war.

Entsprechend der Allgemeinverfügung der BNetzA nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.: 605/8135) werden Daten zu geplanten und ungeplanten 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“

2.6.2 Kennzahlen für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit

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 „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 und 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/Nichtverfügbarkeit 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.

2.6.3 Kennzahlen SAIDI und ASIDI

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 Netzkuppltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

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.

Folglich bildet die herangezogene Kennzahl SAIDI - womit dem Einwand der Branche Rechnung getragen ist – letztlich gleichermaßen die Nichtverfügbarkeit, wie auch die Unterbrechungsdauer ab. Zwar bezieht sich auch die Kennzahl CAIDI auf die Unterbrechungsdauer – dies aber in einem anderen Zusammenhang. Die Kennzahl SAIDI gibt die mittlere System-Unterbrechungsdauer je Letztverbraucher und Jahr an. Auf Basis des SAIDI-Wertes kann durch Division mit der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen die Kennzahl CAIDI ermittelt werden. Der CAIDI-Wert gibt demnach Auskunft über die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung je Letztverbraucher und Jahr.

2.6.4 Versorgungsunterbrechung „Rückwirkungsstörung“

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 bzw. in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder bei den einspeisenden Kraftwerken, so kann es im 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.

2.6.5 Versorgungsunterbrechung „Höhere Gewalt“

Die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ werden bei der Bestimmung des Qualitätselementes ebenfalls 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

2.6.6 Versorgungsunterbrechung „Zählerwechsel“

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

2.6.7 Geplante Versorgungsunterbrechungen

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.

2.6.8 Dämpfung stochastischer Schwankungen

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich wiederum auf die Erlösbergrenzen 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.

2.6.9 Kennzahlenwerte in der Höchst- und Hochspannung

Zum Zeitpunkt dieser Festlegung liegen der LRegB und ebenso der BNetzA für die Höchst- und Hochspannung 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

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

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.

2.7. Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede bei der Ermittlung der Referenzwerte für die Netzzuverlässigkeit

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 die Netzzuverlässigkeit in hohem Maße, während bei einer sehr hohen Versorgungsdichte die Veränderung der Versorgungsdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf vor.

Einzelne Strukturdaten, wie insbesondere die Anzahl der Letztverbraucher oder die versorgte bzw. geografische Fläche unterliegen im Regelfall keinen nennenswerten jährlichen Schwankungen. Insoweit würde diesbezüglich in der Stellungnahme geforderte Heranziehung eines Mittelwertes aus drei Jahren ohnehin in etwa zu vergleichbaren Ergebnissen führen, wie die Heranziehung dieser Strukturdaten eines einzelnen Jahres. Das Abstellen auf die Strukturdaten des Jahres 2012 ermöglicht ferner die Einbeziehung einer aktuelleren Datenbasis, als dies bei Heranziehung von Mittelwerten, hier aus den Jahren 2010 bis 2012, der Fall wäre. Im Hinblick auf die in der Stellungnahme in Zusammenhang mit einer etwaigen Mittelwertbildung thematisierte Reduzierung von Ausreißern wird auf die Ausführungen zur Berücksichtigung von Kappungsgrenzen bezüglich der Erlösauswirkung unter Ziffer 2.9.2 verwiesen.

Die in der vorangegangenen Festlegung zum Qualitätselement vom 06.12.2011 zugrunde gelegte Definition der Lastdichte wird beibehalten. Grundsätzlich orientiert sich die Referenzwert- und Kennzahlenermittlung weiterhin an den tatsächlichen Qualitäts- und Strukturdaten des abzubildenden Netzgebietes des jeweiligen Netzbetreibers.

Im Hinblick auf die in der Stellungnahme vorgetragene Anregung, künftig im Sinne einer konsistenten Umsetzung auch die betroffenen Letztverbraucher in nachgelagerten Netzen einzubeziehen wird auf den Verlauf des Verfahrens zur Bestimmung des Qualitätselementes für die Jahre 2012 und 2013 (Aktenzeichen: 6-4455.7/28) verwiesen. Die im genannten Verfahren ursprünglich avisierte Einbeziehung von Letztverbrauchern, welche an die jeweilige Netz- oder Umspannebene des dem eigenen Netz nachgelagerten oder benachbarten Netzbetreibers angeschlossen sind, konnte aufgrund einer sehr heterogenen Datenbasis, deren Belastbarkeit nicht gegeben ist, nicht vorgenommen werden. Auf die diesbezüglichen Ausführungen in der Festlegung der LRegB vom 06.12.2011 unter Ziffer 2.7.2 wird insoweit Bezug genommen.

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, dass diese Begrenzung bezüglich der Regressionsrechnungen eine unzulässige Einschränkung darstelle und es vorstellbar sei, dass die statistische Signifikanz nicht ausreichend überprüft werden könne. Nähere Argumente zum konkreten Nutzen zusätzlicher Regressionsrechnungen wurden hingegen nicht erbracht. Ebenso wurden keine nachvollziehbaren Gründe genannt, inwieweit sich hier eine unzulässige Einschränkung ergibt und zu wessen Lasten diese wirken sollte.

Die Werte $0,5$ und 1 als mögliche Größen für den Parameter c wurden von Seiten des Gutachters vorgeschlagen. Die Durchführung zusätzlicher Berechnungen mit weiteren c -Werten mit dem Abstand $0,1$ vereinbart zum einen die Absicht, die Abbildungsgenauigkeit

zu erhöhen und zum anderen die Anzahl der Modellvarianten in einem überschaubaren Rahmen zu halten.

Sofern die statistische Bedeutsamkeit des Parameters „Lastdichte“ nicht gegeben ist, 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 sich nicht als signifikant erweisen, andere Gebietsstrukturparameter gefunden werden müssten. In den seinerzeit durchgeführten Analysen im Rahmen des Gutachtens, haben sich jedoch keine anderen Gebietsstrukturparameter als statistisch bedeutsam erwiesen, so dass gegenwärtig eine sachgerechte Alternative zu einer gewichteten Mittelwertbildung nicht ersichtlich ist.

2.8 Monetarisierung

2.8.1 Grundsatz

Unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG ist grundsätzlich eine am Letztverbraucher orientierte Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben. Dies kann erreicht werden, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber für eine Qualitätsveränderung dem Grenznutzen der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen.

Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, sollen die Kosten der Gesellschaft aufgrund einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln. Der gesellschaftlich empfundene Wert der Versorgungsqualität muss für die Monetarisierung von Abweichungen der Netzbetreiber von ihren entsprechenden Referenzwerten ausschlaggebend sein. Diese Kopplung des Monetarisierungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

2.8.2 Ableitung des Monetarisierungsfaktors anhand der Ausfallkosten

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.

Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/ Forstwirtschaft/ Fischerei, Industrie und Handel/ Gewerbe/ Dienstleistungen/ Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.

Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht. Eine Überbewertung des „Freizeitnutzens“ ist nicht ersichtlich.

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

Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahrestunden (8760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.

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 Herleitung des Monetarisierungsfaktors sowie die Eingangsdaten sind in der Anlage 1 zu dieser Festlegung dargestellt.

Den Berechnungen bezüglich des Monetarisierungsfaktors liegen die Erkenntnisse des Endgutachtens "Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze" vom 20. Oktober 2010 von Consentec/FGH/Frontier Economics zugrunde.

2.9 Umsetzung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit in die Erlösobergrenze

2.9.1 Grundsatz der Erlösneutralität der Qualitätsregulierung

Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Anwendung des Qualitätselementes über die Gesamtheit der Netzbetreiber keine generelle Veränderung der Erlössituation erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Malus-Zahlungen des Qualitätselementes über die alle betroffenen Netzbetreiber insgesamt möglichst ausgleichen.

2.9.2 Kappung der Erlösauswirkung

Um die monetären Auswirkungen auf die Erlösobergrenze, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, finden Kappungsgrenzen Anwendung. Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen.

Aus diesem Grund wird die Kappung innerhalb eines Kappungskorridors von 2 bis 4% vorgenommen. Aus Sicht der LRegB ist eine Kappung innerhalb dieses Korridors ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Die Entscheidung über die genaue Höhe der zur Anwendung kommenden Kappungsgrenze wird getroffen, nachdem die individuellen Qualitätselemente berechnet worden sind. Eine Mitteilung der letztlich angewandten Kappungsgrenze wird in den individuellen Bescheiden erfolgen. Für die endgültige Festlegung einer Kappungsgrenze innerhalb des oben genannten Kappungskorridors ist die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität maßgeblich.

2.10 Vorgehensweise bei Netzübergängen

Aufgrund der unterschiedlichen Fallkonstellationen bei Netzübergängen nach § 26 ARegV werden hier nicht sämtliche Vorgehensweisen zur Behandlung von Netzübergängen im Rahmen der Bestimmung des Qualitätselementes dargestellt. Das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit findet grundsätzlich für diejenigen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber Anwendung, die nicht durch einen eigenen Antrag im Sinne des § 24 Abs. 4 ARegV am vereinfachten Verfahren teilnehmen und die nicht zugleich nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung in der 2. Regulierungsperiode ausgenommen sind. Insoweit bereits bestehende Elektrizitätsverteilernetze, für die eine Erlösbergrenze nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV festgelegt ist, auf einen anderen Netzbetreiber vollständig oder teilweise übergehen, unterliegt der entsprechende Netzübergang der Regelung des § 26 ARegV. Demzufolge ist Anreizregulierungsverordnung hier anwendbar.

Die Netzbetreiber, auf deren Erlösbergrenzen für die Jahre 2014 bis einschließlich 2016 das Qualitätselement Anwendung finden soll, haben die Möglichkeit erhalten, im Rahmen der Datenerhebung (durch die BNetzA) eine sachgerechte Bereinigung der Daten für das Qualitätselement in Zusammenhang mit Netzübergängen nach § 26 ARegV vorzunehmen. Insoweit eine Bereinigung nicht möglich ist, sind die Werte bestmöglich zu schätzen. Durch die Prüfung der übermittelten Daten wird eine einheitliche Vorgehensweise sichergestellt.

2.11 Anwendung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit

Nachdem das Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf Basis der Festlegung vom 06.12.2011 (Aktenzeichen Az. 6-4455.7/28) erstmals zum 01.01.2012 zur Anwendung gekommen ist, erfolgt zum 01.01.2014 eine Fortführung auf Grundlage dieser Festlegung bis zum 31.12.2016.

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. 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 Qualitätselementes vorzunehmen.

Im Hinblick auf den Vortrag in der Stellungnahme, künftig eine jährliche Berechnung auf Basis eines gleitenden Drei-Jahres-Durchschnitts durchzuführen, ist anzumerken, dass hieraus ein gerade auch für die betroffenen Netzbetreiber nicht unerheblicher Mehraufwand resultieren würde. Nicht zuletzt stellt sich auch die Frage nach der Verhältnismäßigkeit im Hinblick auf die sich ergebenden monetären Auswirkungen.

III. Sonstiges

1. Gebühren

Die Kostengrundscheidungen in Ziffer 15 des Tenors beruht auf § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4. EnWG. Die Gebührenfestsetzung erfolgt im Wege einer gesonderten Entscheidung zum individuellen Qualitätselement aufgrund von Ziffer 14.11.2 des Gebührenverzeichnisses des Umweltministeriums. Danach hat die LRegB BW für „sonstige Entscheidungen nach der ARegV“ Gebühren i.H.v. 100 bis 25.000 € zu erheben.

In der erstmaligen Festlegung zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit (Festlegung vom 06.12.2011, Az. 6-4455.7/28) hat die LRegB eine Gesamtgebühr für die Jahre 2012 bis einschließlich 2018 i.H.v. 15.000 € festgesetzt. Davon sind rund zwei Siebtel bereits erhoben worden. Die LRegB wird die Gebühren für diese Festlegung danach so bemessen, dass ein entsprechender Anteil von nunmehr etwa drei Siebtel des Gesamtbetrags von 15.000 € von den Netzbetreibern zu tragen ist, auf deren Erlösobergrenze das Qualitätselement nach Maßgabe dieser Festlegung Auswirkung haben wird.

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

Die LRegB hat sich für eine Zustellung gegen Empfangsbekanntnis entschieden. Die Festlegung gilt mit dem Tag der Zustellung als bekannt gegeben und wird damit wirksam.

Diese Entscheidung der LRegB wird gemäß § 74 EnWG auf der Internetseite der LRegB (www.versorger-bw.de) sowie im gemeinsamen Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg (GABl.) veröffentlicht.

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 vom 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