



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 XXX,
den Beisitzer XXX
und den Beisitzer XXX

am dd.mm.2011 beschlossen:

1. Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 2 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2012 angewendet.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sind die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen, heranzuziehen.

3. Für Netz- und Umspannebenen oberhalb der Mittelspannung ist hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit gegenwärtig keine Qualitätsregulierung vorgesehen.
4. Die Netzzuverlässigkeit wird anhand der Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für die Niederspannungsebene und der Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) für die Mittelspannungsebene 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 2007, 2008 und 2009 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 2009 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 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/ASIDI |
| x: | Lastdichte |
| a,b,c: | Regressionskonstanten |

Weist der Strukturparameter Lastdichte keine statistische Signifikanz auf, erfolgt die Ermittlung des Referenzwertes auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung:

$$y_{Ref} = \frac{\sum SAIDI_i / ASIDI_i \cdot LV_i}{\sum LV_i}$$

mit:

y_{Ref} : Referenzwert für den SAIDI/ASIDI

LV_i : Letztverbraucher des Netzbetreibers i

9. Die Gewichtung der Durchschnittswerte erfolgt anhand der angeschlossenen Letztverbraucher des Kalenderjahres 2009. Für die Niederspannungsebene sind hierfür die an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde zu legen. Für die Mittelspannungsebene sind die an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher sowie die angeschlossenen Letztverbraucher der dem Mittelspannungsnetz nachgelagerten Netz- und Umspannebenen zugrunde zu legen.
10. 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/ASIDI der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der Anzahl der Letztverbraucher des Kalenderjahres 2009 und mit dem Monetarisierungsfaktor Kalenderjahres 2009 zu multiplizieren. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

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

mit:

m: Monetarisierungsfaktor

Q_i^{Ref} : errechneter Referenzwert der entsprechenden Netzebene i

Q_i^{ind} : individuelle Kennzahl (SAIDI/ASIDI) der entsprechenden Netzebene i

Entsprechend dem Vorgehen bei der Ermittlung des Referenzwertes werden auch bei der Berechnung des Bonus bzw. Malus für die Niederspannungsebene die angeschlossenen Letztverbraucher und für die Mittelspannungsebene die an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher sowie die angeschlossenen Letztverbraucher der dem Mittelspannungsnetz nachgelagerten Netz- und Umspannebenen zugrunde gelegt.

11. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes auf Basis der Daten des Kalenderjahres 2009 berechnet.
12. Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber sollen sich möglichst ausgleichen (Erlösneutralität). Um die Auswirkung auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, werden Kappungsgrenzen berücksichtigt. Die Kappung wird erst nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge 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 2011 abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die vorgelagerten 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.
13. 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 dd.mm.2011 (Aktenzeichen BK8-11/001) sind für die Ermittlung des Qualitätselementes nach Maßgabe der dargestellten Ermittlungsmethodik maßgeblich.
14. Soweit die Umsetzung dieser Festlegung auf der Datengrundlage der Kalenderjahre 2007, 2008 und 2009 erfolgt, gilt dies bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode. Im Übrigen bleibt die Gültigkeit dieser Festlegung unberührt.
15. Die Festlegung wird mit dem Tag der Zustellung wirksam. Dies erfolgt unbeschadet der Frage, ob eine Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und auf ihrer Internetseite für eine Bekanntgabe ausgereicht hätte.

Gründe

I.

1. Die Bundesnetzagentur hat durch Mitteilung auf ihrer Internetseite am 09.03.2011 und im Amtsblatt 05/2011 vom 09.03.2011 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 Erlösbergrenze“ 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 und an zwei Arbeitstreffen am 30.06.2009 und am 05.10.2009 mit der Branche diskutiert wurde. Darüber hinaus haben die Stellungnahmen der beteiligten Wirtschaftskreise zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Ausgestaltung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung vom 15. Dezember 2010 Eingang in diese Festlegung gefunden.

So wurde unter anderem vorgetragen, dass aus Aktualitätsgründen als Datenbasis für die Versorgungsunterbrechungen die Kalenderjahre 2008 bis 2010, anstatt der Kalenderjahre 2007 bis 2009, herangezogen werden sollten.

Die Bestimmung des Qualitätselementes erfordert jedoch eine gesicherte und geprüfte Datenbasis. Die für die Umsetzung der Grundvariante der Qualitätsregulierung erforderlichen Daten basieren dementsprechend auf den der Bundesnetzagentur bereits vorliegenden und geprüften Datenmeldungen nach § 52 S. 5 EnWG. Somit ist davon auszugehen, dass die Daten der Kalenderjahre 2007 bis 2009 bereits zum Zeitpunkt der Datenerhebung bei den Netzbetreibern tatsächlich vollständig aufbereitet vorliegen. Nach Auffassung der Beschlusskammer 8 sorgt dies für die Sicherstellung einer belastbaren Datenbasis.

Im Zusammenhang mit der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede wurde vorgebracht, dass der Strukturparameter Lastdichte ebenfalls über drei Kalenderjahre gemittelt werden solle. Im Gegensatz zu den Daten der Versorgungsunterbrechungen unterliegen die Strukturparameter in der Regel jedoch keinen bedeutsamen

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

Schwankungen, so dass eine Mittelwertbildung an dieser Stelle nicht angezeigt ist. Zudem wurde in verschiedenen Stellungnahmen auf die Schwierigkeiten und möglichen Verzerrungen bei Netzübergängen hingewiesen, die durch die Verwendung von Strukturdaten über mehrere Kalenderjahre nur noch verstärkt werden würden.

Weiterhin wurde kritisiert, dass der Strukturparameter Lastdichte als alleiniger Strukturparameter nicht ausreichend sei, um gebietsstrukturelle Unterschiede abzubilden. Vielmehr sollten die Strukturparameter Kabelanteil und Belegenheit Ost/West herangezogen sowie der Unterschied zwischen städtischen und ländlichen Netzbetreibern analysiert werden. Zudem wurde angemerkt, dass bei der Untersuchung relevanter gebietsstruktureller Unterschiede auf Basis der finalen Datenbasis sämtliche Strukturparameter analysiert werden sollten und die Untersuchung nicht nur auf den Strukturparameter Lastdichte begrenzt werden sollte.

Die Untersuchungen des Gutachters haben jedoch gezeigt, dass strukturelle Unterschiede hinsichtlich der Belegenheit des Netzes und des Kabelanteils von dem Strukturparameter Lastdichte abgebildet werden. So sind die Netze in Ostdeutschland durch eine insgesamt niedrigere Lastdichte aber einen größeren Freileitungsanteil gekennzeichnet. Eine separate Berücksichtigung der Belegenheit als Strukturparameter ist daher nicht notwendig. In Bezug auf den Kabelanteil wurde nachgewiesen, dass eine Kombination mehrerer Parameter kein signifikant verbessertes Bestimmtheitsmaß und damit auch keine verbesserte Abbildung der gebietsstrukturellen Einflüsse ergibt. Der Grund für die nicht erreichte Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes liegt in der starken Korrelation der signifikanten Parameter untereinander, insbesondere der Lastdichte und des Kabelanteils. Für die alleinige Berücksichtigung der Lastdichte als Strukturparameter zur Abbildung gebietsstruktureller Besonderheiten sprechen somit sowohl der exogene Charakter des Parameters als auch die analytischen Untersuchungen des Gutachters.

Im Hinblick auf die Ermittlung der Referenzwerte wurde vorgetragen, dass die Gewichtung in der Mittelspannungsebene mit der installierten Bemessungsscheinleistung und nicht mit der Anzahl der Letztverbraucher erfolgen sollte.

Durch die Gewichtung mit der Anzahl der Letztverbraucher ist jedoch eine unmittelbare Gewährleistung der Erlösneutralität durch die Referenzfunktion verbunden. Im Kontext der Beschreibung der Zuverlässigkeit pro Kunde und einer Qualitätsregulierung aus Sicht des Kunden ist als Gewichtungsfaktor grundsätzlich die Anzahl versorgter Letztverbraucher anzusetzen. Zuletzt spricht der endogene Charakter der installierten Bemessungsscheinleistung gegen deren Verwendung.

Bezüglich der Monetarisierung wurde die Verwendung des makroökonomischen Ansatzes kritisiert. Es wurde insbesondere angemerkt, dass ein einheitlicher und

symmetrischer Monetarisierungsfaktor nicht sachgerecht sei. Stattdessen wurde die zeitnahe Durchführung einer Kundenumfrage gefordert.

Aus Sicht der Beschlusskammer 8 stellt der makroökonomische Ansatz für die Grundvariante der Qualitätsregulierung eine geeignete Methode dar, um die Abweichungen der Versorgungszuverlässigkeit von den Referenzwerten sachgerecht zu bewerten. Zudem beruht die Anwendung dieser Methode auf öffentlich zugänglichen Daten und ist demnach von den Elektrizitätsverteiler-netzbetreibern nachvollziehbar. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass der makroökonomische Ansatz keine weitere Differenzierung des Monetarisierungsfaktors erlaubt. In dieser Hinsicht ist die Durchführung einer Kundenumfrage daher zukünftig, d.h. im Rahmen einer Weiterentwicklung des vorgesehenen Modells, denkbar, jedoch aktuell nicht zwingend erforderlich.

Die Anwendung von symmetrischen Kappungsgrenzen zur Begrenzung des Risikos der Netzbetreiber wurde grundsätzlich befürwortet. In Bezug auf die Höhe der Kappungsgrenze und der damit einhergehenden Anreizwirkung ergaben die eingegangenen Stellungnahmen jedoch ein differenziertes Meinungsbild. Es wurde insbesondere vorgetragen, dass zur Ermittlung der Kappungsgrenze nicht nur die Erlösobergrenze abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die vorgelagerten Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS verwendet werden sollte, sondern dass zusätzlich die Kosten für die Kostenstellen Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung in Abzug gebracht werden sollten, da durch die Liberalisierung des Messwesens verzerrende Effekte auftreten könnten.

Da die Erlösobergrenze von diesen Effekten zunächst nicht betroffen ist, da die hieraus resultierenden Kosten auf dem Regulierungskonto verbucht werden, kann dem Argument nicht gefolgt werden. Somit ist vor dem Hintergrund einer möglichst einfachen und transparenten Umsetzung des Qualitätselementes eine weitere Reduzierung der Bezugsgröße für die Kappungsgrenze nicht angezeigt.

Weiterhin wurde vorgetragen, dass bei Netzbetreibern mit einer hohen Lastdichte ungleichverteilte Chancen und Risiken in Bezug auf das Erreichen des maximalen Bonus auf Grund der natürlichen Kappungsgrenze bei einem SAIDI/ASIDI von Null bestehen. Auf Grund der gesetzlich vorgeschriebenen Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ergeben sich aber für jeden Netzbetreiber individuelle Referenzwerte, die in dem gewählten funktionalen Zusammenhang naturgemäß dazu führen, dass der Abstand der Funktionsgeraden von der natürlichen Kappungsgrenze im Bereich hoher Lastdichten geringer wird.

Darüber hinaus wurde ausgeführt, dass eine jährliche Berechnung des Qualitätselementes erfolgen solle, um Qualitätsveränderungen zeitnah berücksichtigen zu können. Da die Festlegung zunächst nur bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode wirksam ist und der Datenerhebungsaufwand zur Bestimmung des Qualitätselementes möglichst begrenzt werden soll, ist eine jährliche Betrachtung aus Sicht der Beschlusskammer 8 zunächst nicht erforderlich.

3. Den Verbänden und Unternehmen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 31.03.2011 gegeben. Bis zum Ablauf dieser Frist sind xx Stellungnahmen eingegangen. Diese Stellungnahmen thematisierten im wesentlichen folgende Aspekte:

2.1. xxx

4. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG mit E-Mail vom 28.02.2011 von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Am 03.02.2011 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.

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

Die Entscheidung wird gegenüber allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur getroffen. Zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen, herangezogen. Dennoch kann die Entscheidung zur Grundvariante über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV gegenüber Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die in der ersten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren teilnehmen, in den kommenden Regulierungsperioden, wenn diese am Regelverfahren teilnehmen, maßgeblich werden.

4. Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit

4.1. Auf die Erlösbergrenzen 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. Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselementes, der bei Elektrizitätsverteilernetzen zur zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen hat, entscheidet gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 ARegV die Regulierungsbehörde. Soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen, soll gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 ARegV der Beginn der Anwendung bereits zur oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode erfolgen.
- 4.3. 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.
- 4.4. 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

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

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 Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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 Elektrizitätsverteilternetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. 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 spannungslos geworden 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“

6.2. 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 somit die Voraussetzung einer belastbaren Datenbasis. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wurde im Rahmen der

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.

Grundvariante verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

- 6.3. 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 Netzkoppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller Netzkoppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.
- 6.4. 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 benachbarten 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 eigenen Netz zu einer Rückwirkungsstörung kommen. Auf Grund dessen, dass 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.
- 6.5. 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 Somit wirken sich die Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ auch nicht auf die Bestimmung des Qualitätselementes aus.

6.6. 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.

6.7. 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.

6.8. 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.

6.9. Der Bundesnetzagentur liegen für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine hinreichend belastbaren 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.

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

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

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.

7.2. Die Gewichtung der Durchschnittswerte erfolgt, entsprechend der Bestimmung der Kennzahl SAIDI, mit der Anzahl der potenziell von der Versorgungsunterbrechung betroffenen Letztverbraucher. Für die Niederspannungsebene sind demzufolge die an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher des Kalenderjahres 2009 zugrunde zu legen. Für die Mittelspannungsebene sind über die an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher hinaus ebenso die angeschlossenen Letztverbraucher der dem Mittelspannungsnetz nachgelagerten Netz- und Umspannebenen des Kalenderjahres 2009 zu berücksichtigen.

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/Grenzkosten der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen.

8.2. Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, müssen die Kosten der Gesellschaft bei 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 Qualitätspreises/der Anreizrate 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 zu Grunde 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.
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

Maluszahlungen 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 kann, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

9.3. Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom grundsätzlichen Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund gibt die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4% vor. 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. Wichtig für die Festlegung einer Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität.

10. Beginn der der Anwendung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit

Das Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit bereits in der ersten Regulierungsperiode zum 01.01.2012 eingeführt. Wie zuvor bereits dargelegt, ist bereits in der ersten Regulierungsperiode der Rückgriff auf eine belastbare Datenbasis möglich, der die Bestimmung eines Qualitätselementes für die Netzzuverlässigkeit zulässt und somit auch einen Beitrag zur Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Elektrizitätsverteilternetzen leistet. Eine möglichst frühzeitige Einführung eines Qualitätselementes wirkt dem Risiko entgegen, zugunsten von Effizienzsteigerungen und der Realisierung der festgelegten Erlösabsenkungen, Investitionen in die Versorgungsqualität zu vernachlässigen.

11. 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 dd.mm.2011

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

XXX

XXX

XXX