



Eckpunktepapier zur

Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen

Konsultationsfassung
Stand: 15. Dezember 2010

„Qualitätsvorgaben dienen der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ (§ 18 ARegV)

I. Umsetzung des Qualitätselements

Im Rahmen der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die ihnen vorgeschriebenen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen bzw. notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung ihrer Versorgungsqualität nicht durchführen, um Kosten einzusparen. Folglich besteht die Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität. Um dem zu begegnen, schreibt die ARegV gemäß §§ 18 bis 21 die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Diese wird über ein Qualitätselement (Q-Element), das Bestandteil der Erlösobergrenzenformel ist, umgesetzt. Durch das Q-Element erhalten die Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität auszeichnete, einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze, die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malussystem). Die Höhe des Bonus oder Malus ergibt sich aus der Abweichung zwischen einer erfassten, individuellen Kennzahl, die die Versorgungsqualität des Netzes beschreibt, und dem errechneten Referenzwert. Diese Abweichung ist sodann mit der Wertschätzung der Endkunden für eine unterbrechungsfreie Versorgung mit Strom monetär zu bewerten.

Die ARegV implementiert ein Anreizsystem, in dem die Netzqualität der letzten Jahre dafür ausschlaggebend ist, ob der Netzbetreiber einen Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze erhält. Dadurch, dass in diesem System die Versorgungsqualität einen Preis erhält, haben Netzbetreiber einen Anreiz, ihre Netzqualität zu optimieren.

Hervorzuheben ist, dass die im Rahmen der Qualitätsregulierung berechneten **Referenzwerte nicht als Zielvorgaben** aufzufassen sind. Dies bedeutet, dass die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber nicht im Einzelnen das Zielniveau seiner Netzzuverlässigkeit konkret vorgibt. Stattdessen findet im Bonus-Malus-System eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber statt. Auf diese Weise findet langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau statt, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Dies wird über einen Monetarisierungsfaktor (Anreizrate) erreicht, welcher den gesellschaftlich empfundenen Wert der Versorgungszuverlässigkeit widerspiegelt.

Zudem wird das Anreizsystem so ausgestaltet, dass sich in Summe alle Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen über alle Netzbetreiber möglichst ausgleichen. Die Erlösobergrenzen aller Netzbetreiber in Summe sollen nicht bzw. nur minimal ansteigen bzw. absinken; durch das Q-Element soll folglich kein Einfluss auf die Summe der Erlöse aller Netzbetreiber genommen werden (sog. **Erlösneutralität**).

Die Qualitätsregulierung für den Bereich Strom muss gemäß § 19 Abs. 2 ARegV zur zweiten Regulierungsperiode eingeführt werden. Jedoch soll das Q-Element bereits zu Beginn oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode eingeführt werden, sofern hierfür hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

Das Qualitäts-Anreiz-System findet nur Anwendung für Netze der Nieder- und Mittelspannungsebene, soweit diese Netze am Effizienzvergleichsverfahren nach § 12 ARegV teilnehmen. Netze, für die das vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV gilt, sowie die Netzebenen der Hoch- und Höchstspannung werden dagegen in der Grundvariante der Qualitätsregulierung nicht berücksichtigt.

Dieses Eckpunktepapier beschreibt die Ausgestaltung des Q-Elements Netzzuverlässigkeit Strom in Form einer Grundvariante, die **zum 1. Januar 2012** Wirkung entfalten soll.

Kennzeichnend für diese Grundvariante ist, dass für die Jahre **2012 und 2013** ein **einheitliches Q-Element erlöswirksam** wird. Für die **nachfolgenden Regulierungsperioden** ist angedacht, das Q-Element **einmal zu Beginn der Regulierungsperiode** und **einmal in der Mitte der Regulierungsperiode neu zu berechnen**. Das Q-Element wäre somit jeweils für drei bzw. zwei Jahre einer Regulierungsperiode gültig.

Diese Grundvariante soll nach der Einführung der Qualitätsregulierung weiterentwickelt und um zusätzliche Aspekte ergänzt werden (Erweiterungsvariante).

Das vorliegende Eckpunktepapier umfasst lediglich den Bereich der Netzzuverlässigkeit. Die Netzleistungsfähigkeit, welche gemäß § 19 ARegV ebenfalls zur Qualitätsregulierung herangezogen werden kann, wird im Rahmen der Grundvariante nicht berücksichtigt.

Im Folgenden wird aufgeführt, wie die einzelnen Bestandteile des Q-Elementes in der Grundvariante ausgestaltet werden.¹

II. Grundvariante Qualitätsregulierung Strom

1. Datengrundlage

Die Grundvariante der Qualitätsregulierung Strom knüpft hinsichtlich der zugrunde liegenden Datenbasis an die Datenmeldungen der Netzbetreiber gemäß der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 an.

Nach § 52 EnWG müssen Netzbetreiber jede Störung für das letzte Kalenderjahr, die zu einer Versorgungsunterbrechung von Letztverbrauchern und Weiterverteilern im Netz des Netzbetreibers führt, erfassen und bis zum 30. Juni eines Jahres der Bundesnetzagentur melden. In der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 sind diesbezüglich für die Niederspannungs- (NS) und die Mittelspannungsebene (MS)² u.a. folgende Regelungen festgelegt:

Die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen erfolgt separat für jede Netzebene. Störungen im Netz des Netzbetreibers ohne Auswirkungen/Unterbrechungen für Letztverbraucher bzw. Weiterverteiler sind nicht zu melden. Des Weiteren sind nur Versorgungsunterbrechungen zu melden, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten spannungslos geworden sind. Unterschieden wird zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen. Eine Versorgungsunterbrechung gilt als geplant, wenn sie mit vorheriger Benachrichtigung oder Absprache der betroffenen Letztverbraucher bzw. Weiterverteiler erfolgt ist. Alle anderen Unterbrechungen sind ungeplante Versorgungsunterbrechungen.

Im Rahmen der Erfassung gemäß § 52 EnWG werden bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fünf Störungsanlässe unterschieden:

1. Atmosphärische Einwirkung (z.B. Gewitter, Eisregen, Schnee, Nebel)

¹ Im Rahmen der Ausgestaltung des Q-Elementes ist durch die Bundesnetzagentur ein Gutachtauftrag an das Konsortium Consentec/FGH/Frontier vergeben worden. Die Ergebnisse des Beratungsprojektes „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elemente (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ sind in dieses Eckpunktepapier eingeflossen.

² Die Allgemeinverfügung trifft auch entsprechende Regelungen für die Hoch- und die Höchstspannungsebene, jedoch werden diese Spannungsebenen in der Grundvariante keiner Qualitätsregulierung unterworfen.

2. Einwirkung Dritter (z.B. Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Bäume, Baggerarbeiten)
3. Zuständigkeit des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass (z.B. durch Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen, durch Fehlbedienung, durch Überlastung von Betriebsmitteln)
4. Rückwirkungsstörungen (z.B. Versorgungsunterbrechung aufgrund von Störung in vor- oder nachgelagerten Netzen oder in Kundenanlagen oder den einspeisenden Kraftwerken)
5. Höhere Gewalt (z.B. außergewöhnliche Naturkatastrophen, Streik, Terroranschläge, Krieg)

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

1. Zählerwechsel
2. Sonstiges

Zur Beschreibung des Ausmaßes bzw. der Betroffenheit von einer Versorgungsunterbrechung werden abhängig von der Netzebene unterschiedliche Größen verwendet.

- NS: Anzahl der betroffenen Letztverbraucher
- MS: Unterbrochene Bemessungsscheinleistung (in MVA)

Folgende Daten müssen zur Beschreibung jeder Versorgungsunterbrechung von den Netzbetreibern gemeldet werden:

- Beginn (Datum und Uhrzeit)
- Dauer (in Minuten)
- Unterbrechungsart: 1. Geplant, 2. Ungeplant
- Störungsanlass (nur bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen):
 1. Atmosphärische Einwirkung, 2. Einwirkung Dritter, 3. Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/Kein erkennbarer Anlass, 4. Rückwirkungsstörung, 5. Höhere Gewalt
- Zusätzliche zu meldende Daten in der NS: Anzahl der unterbrochenen Letztverbraucher
- Zusätzliche zu meldende Daten in der MS: Unterbrochene Bemessungsscheinleistung der Netzkuppeltransformatoren und der Letztverbrauchertransformatoren

Die Bundesnetzagentur nutzt diese Datenreihen zur Berechnung der notwendigen Kennzahlen und Referenzwerte zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit. Dabei haben die Netzbetreiber zunächst aus den von ihnen an die BNetzA nach § 52 EnWG gemeldeten Daten die Kennzahlen SAIDI/ASIDI, die im folgenden beschrieben werden, zu berechnen und mittels eines Erhebungsbogens an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

2. Kennzahlen

Gemäß Anreizregulierungsverordnung erfolgt die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit über den Vergleich von Kennzahlen. Gemäß § 20 Abs. 1 ARegV sind hierzu insbesondere folgende Kennzahlen zulässig:

- Unterbrechungsdauer
- Unterbrechungshäufigkeit
- Menge der nicht gelieferten Energie
- Höhe der nicht gedeckten Last

Zur Ermittlung der Kennzahlen sind die entsprechenden Informationen bei den einzelnen Netzbetreibern zu ermitteln. Für die Kennzahlen Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit werden die entsprechenden Daten seit 2006 nach § 52 EnWG durch die Bundesnetzagentur erhoben (s.o.). Die Kennzahlen *Menge der nicht gelieferten Energie* und *Höhe der nicht gedeckten Last* werden derzeit über die Datenerhebung nach § 52 EnWG nicht ermittelt und sind auch nicht anderweitig verfügbar.

Zur Einführung der Qualitätsregulierung zum 01. Januar 2012 wird daher auf die nach § 52 EnWG in den vergangenen Jahren von den Netzbetreibern dokumentierten und an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten zurückgegriffen.

Aus diesen Daten ist in der Grundvariante der Qualitätsregulierung Strom, die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) bzw. die Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) abzuleiten. Diese Kennzahlen zählen zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen³ bzw. Kennzahlen nach IEEE Standard 1366-2003⁴.

Der IEEE-Standard 1366-2003 unterscheidet je nach Wahl der Bezugsgröße die Kennzahlen SAIDI (bei Bezug auf die versorgte Kundenanzahl) und ASIDI (bei Bezug auf die installierte Bemessungsscheinleistung). Für die Mittelspannungsebene sieht die Allgemeinverfügung zu § 52 EnWG die Erfassung der unterbrochenen installierten Leistung von Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren (NKT und LVT) vor, so dass die auf Basis dieser Zahlen ermittelte Kennzahl gemäß IEEE-Definitorik als ASIDI zu bezeichnen ist.

Der SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeit) 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, mit der Anzahl unterbrochener Kunden multiplizierten, Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Kunden dividiert.

In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller, mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren multiplizierten, Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

Dabei gilt, dass bei der Berechnung des SAIDI/ASIDI folgende Versorgungsunterbrechungen zu berücksichtigen sind:

- **Ungeplante VU mit den Störungsanlässen**
 - **Atmosphärische Einwirkung**
 - **Einwirkung Dritter**
 - **Zuständigkeit des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass**
- **Geplante VU mit dem Unterbrechungsanlass *Sonstiges*: hier sind 50% der Dauer jeder Versorgungsunterbrechung anzusetzen**

Die Dauer von geplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass *Sonstiges* fließt nur mit dem Faktor 0,5 in die Berechnung des SAIDI/ASIDI ein. Die geringere Gewichtung von geplanten Versorgungsunterbrechungen ist darauf zurückzuführen, dass angekündigte

³ DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

⁴ IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

Versorgungsunterbrechungen geringere Unterbrechungskosten bei Letztverbrauchern verursachen, da sich Endkunden dann auf die Unterbrechung in gewisser Weise vorbereiten können (kontrolliertes Herunterregeln von Geräten, Anschaffung von Notstromaggregaten etc.).

Folgende Versorgungsunterbrechungen fließen **nicht** in die Berechnung des SAIDI/ASIDI ein:

- **Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Ereignissen Höherer Gewalt**
- **Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Rückwirkungsstörungen**
- **Geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Zählerwechseln**

Der SAIDI/ASIDI ist für jede Netzebene separat zu berechnen.

Für die Grundvariante gilt daher die folgende Berechnungsvorgabe für den SAIDI (für die NS) bzw. für den ASIDI (für die MS):

Niederspannung:

$$\text{SAIDI} = \left[\left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Atmosphärische Einwirkung}} * \text{Anzahl der unterbrochenen Kunden}) \right) + \left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Einwirkung Dritter}} * \text{Anzahl der unterbrochenen Kunden}) \right) + \left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Zuständigkeit NB/kein erkennbarer Anlass}} * \text{Anzahl der unterbrochenen Kunden}) \right) + \left(\sum (0,5 \text{ Unterbrechungsdauer}_{\text{Sonstiges}} * \text{Anzahl der unterbrochenen Kunden}) \right) \right] / \text{Anzahl der angeschlossenen Kunden}$$

Mittelspannung:

$$\text{ASIDI} = \left[\left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Atmosphärische Einwirkung}} * \text{Installierte Bemessungsscheinleistung des unterbrochenen NKT und LVT}) \right) + \left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Einwirkung Dritter}} * \text{Installierte Bemessungsscheinleistung des unterbrochenen NKT und LVT}) \right) + \left(\sum (\text{Unterbrechungsdauer}_{\text{Zuständigkeit NB/kein erkennbarer Anlass}} * \text{Installierte Bemessungsscheinleistung des unterbrochenen NKT und LVT}) \right) + \left(\sum (0,5 \text{ Unterbrechungsdauer}_{\text{Sonstiges}} * \text{Installierte Bemessungsscheinleistung des unterbrochenen NKT und LVT}) \right) \right] / \text{Installierte Bemessungsscheinleistung aller NKT und LVT}$$

3. Kennzahlenermittlung

Wie bereits oben erläutert, werden als Datenbasis für die Qualitätsregulierung die nach § 52 EnWG erhobenen Versorgungsunterbrechungsdaten der Netzbetreiber verwendet.

Dazu erfolgt die Berechnung der Kennzahl SAIDI/ASIDI nach der oben beschriebenen Methode durch die Netzbetreiber selbst. Grundlage hierfür sind die Daten, die durch die Netzbetreiber gemäß § 52 EnWG ab dem Jahr 2007 an die Bundesnetzagentur übermittelt wurden. Aus diesen Daten muss der Netzbetreiber seinen SAIDI/ASIDI für jede Netzebene und für jedes Jahr getrennt berechnen. Die so von den Netzbetreibern ermittelten Kennzahlen werden mittels eines Erhebungsbogens an die Bundesnetzagentur übermittelt. Gemäß § 27 Abs. 1 ARegV müssen Netzbetreiber die zur Bestimmung des Q-Elements nach § 19 ARegV notwendigen Daten an die Regulierungsbehörde melden.

Hierbei gilt die Vorgabe, dass der Netzbetreiber lediglich die Daten, die er nach § 52 EnWG an die Bundesnetzagentur übermittelt hat, für die Berechnung verwenden darf. Abweichungen dür-

fen nur im Einzelfall und mit plausibler Erläuterung des Netzbetreibers, welche in dem Erhebungsbogen detailliert und nachvollziehbar dargestellt werden müssen, vorgenommen werden.⁵

Durchschnittsbildung zur Dämpfung der Volatilität

Versorgungsunterbrechungen werden durch stochastische Einflüsse bestimmt und unterliegen daher im zeitlichen Verlauf Schwankungen.

In der Folge können die auf Basis eines Jahres berechneten SAIDI/ASIDI-Werte im Zeitablauf stark voneinander abweichen. Im Kontext der Qualitätsregulierung bedeutet dies, dass die Erlösänderungen in Form von Zu- und Abschlägen starke Schwankungen aufweisen können. Zur Berechnung des Q-Elements werden deshalb zur Dämpfung von Volatilitäten Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.

Jeder Netzbetreiber muss daher aus seinen SAIDI/ASIDI-Werten einen drei Jahre umfassenden Mittelwert bilden, der dann von der Regulierungsbehörde zur Berechnung seines Q-Elements herangezogen wird.

Dies bedeutet, dass zur erstmaligen Bestimmung des Q-Elements für die Jahre 2012 und 2013 der Mittelwert der SAIDI/ASIDI-Werte der Jahre 2007, 2008 und 2009 angesetzt wird. Da das Q-Element alle drei bzw. zwei Jahre berechnet werden soll, würde das Q-Element anschließend für die Jahre 2014, 2015 und 2016 bestimmt werden. Hier wäre der Durchschnitt aus den Jahren 2009, 2010 und 2011 zu berechnen und für das Q-Element anzusetzen.

4. Berechnung der Referenzwerte

Die ARegV schreibt in §§ 18 – 20 die Einführung eines Bonus-/Malussystems vor. Hierbei bekommt der Netzbetreiber einen Bonus bzw. Malus auf seine Erlösobergrenze, wenn die in seinem Netz erfasste Kennzahl SAIDI/ASIDI von einem Referenzwert abweicht. Bei der Bildung der Referenzwerte durch die Regulierungsbehörde sind die gewichteten Durchschnittswerte der Kennzahlen von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet und gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen (§ 19 Abs. 1 Satz 1 und 2 ARegV und § 20 Abs. 2 ARegV).

Wie bereits oben erläutert, sind die **Referenzwerte nicht als Zielvorgaben** zu verstehen. Die Regulierungsbehörde schreibt den Netzbetreibern somit nicht konkret vor, wie sich ihr Qualitätsniveau zu entwickeln hat. Stattdessen findet eine Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber statt, bei der das Optimum nicht mit dem Referenzwert übereinstimmen muss.

Werte von Unternehmen im vereinfachten Verfahren werden nicht zur Bildung der Referenzwerte herangezogen, da diese nach § 24 Abs. 3 ARegV nicht der Qualitätsregulierung unterliegen und insbesondere keine entsprechende Daten angefordert werden dürfen (§ 24 Abs. 3 i.V.m. § 32 Abs. 1 Ziff. 6 ARegV).

Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede

§ 20 Abs. 2 ARegV legt fest, dass bei der Ermittlung der Referenzwerte gebietsstrukturelle Unterschiede berücksichtigt werden müssen. Die Anwendung von Strukturklassen kann jedoch zu erheblichen Verzerrungen an den Klassengrenzen führen. Untersuchungen der Bundesnetz-

⁵ Eine Übersicht über die an die Bundesnetzagentur über den Erhebungsbogen zu meldende Daten sind in der Anlage 1 zu finden.

agentur haben ergeben, dass die Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale über eine geeignete, kontinuierliche Funktion die Abbildungsgenauigkeit der Struktureinflüsse erhöht.

Das Ergebnis von ingenieurwissenschaftlichen Modelluntersuchungen war, dass der Parameter Lastdichte geeignet ist, die gebietsstrukturellen Unterschiede der Versorgungszuverlässigkeit hinreichend genau abzubilden.

Die Lastdichte ist wie folgt definiert:

$$\text{für die Mittelspannungsebene: } \text{Lastdichte} \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}^2} \right] = \frac{\text{Jahreshöchstlast} [\text{kW}]_6}{\text{geografischeFläche} [\text{km}^2]}$$

bzw.

$$\text{für die Niederspannungsebene: } \text{Lastdichte} \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}^2} \right] = \frac{\text{Jahreshöchstlast} [\text{kW}]_7}{\text{versorgteFläche} [\text{km}^2]}$$

Die Analysen zur Klärung der funktionalen Zusammenhänge zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzqualität weisen auf einen starken nicht-linearen Funktionszusammenhang hin, da bei sehr geringer Versorgungsdichte eine Veränderung der Versorgungsdichte die Versorgungsqualität des Netzes stark beeinflusst, während bei sehr hohen Versorgungsdichten ihre Veränderung die Versorgungsqualität nur wenig beeinflusst – jeweils mit negativen Koeffizienten – so dass ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf vorliegt.

Die Referenzwerte können somit unter Berücksichtigung des Strukturparameters Lastdichte in Form des folgenden hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet werden:

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

mit

- y_{Ref} : Referenzwert für den SAIDI/ASIDI
- x : Lastdichte
- a, b, c : Regressionskonstanten

⁶ Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen getrennt nach Netzebenen: Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus einer Netzebene. Entnahmen sind Abgaben an Letztverbraucher, Objekt- und Arealnetze, Weiterverteiler und - die Niederspannungsebene ausgenommen - an die nachgelagerte Netz- und Umspannebene. Die Zeitgleichheit ist bezogen auf die jeweilige Netzebene, d. h. die Höchstwerte können in den einzelnen Netzebenen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.

Geographische Fläche: Geographische Fläche bezeichnet diejenige Gesamtfläche, über die sich die jeweiligen Netz- oder Umspannebene erstreckt. Bei der Ermittlung der geographischen Fläche ist auf die Statistik der Statistischen Landesämter zurückzugreifen. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, sind lediglich die entsprechenden Flächenanteile zu berücksichtigen und anzugeben.

⁷ Versorgte Fläche: Versorgte Fläche bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Stromversorgungsnetz versorgt wird und auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter beruht. Als versorgte Fläche wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)“; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, sind lediglich die entsprechenden Flächenanteile zu berücksichtigen und anzugeben.

Zur Bestimmung der Referenzwerte werden mittels einer Regression die Regressionskonstanten ermittelt. Dafür werden die Abweichungsquadrate aus den gemittelten SAIDI/ASIDI-Werten und Referenzwerten minimiert. Die Abweichungsquadrate werden **mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichtet**, um die Anzahl der möglicherweise von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden zu berücksichtigen.

Die Gewichtung der Durchschnittswerte der Kennzahlen der Netzbetreiber zur Ermittlung der Referenzwerte ergibt sich aus § 20 Abs. 2 ARegV. Zur Gewichtung wird in der Mittelspannungsebene die Anzahl aller Letztverbraucher, d.h. die direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossenen Kunden sowie die an die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen angeschlossenen Letztverbraucher, herangezogen. In der Niederspannungsebene wird die Anzahl aller Letztverbraucher, d.h. die direkt an die Niederspannungsebene angeschlossenen Kunden zur Gewichtung angesetzt.

Die Werte zur Berechnung der Lastdichte müssen über den Erhebungsbogen zur Meldung der Kennzahlen (vgl. 3. Kennzahlenermittlung) an die Bundesnetzagentur übermittelt werden. Die Lastdichte eines Jahres berechnet sich aus dem Quotienten aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast des Jahres [in kW] und der geografischen Fläche [in km²] für die Mittelspannungsebene bzw. der versorgten Fläche [in km²] für die Niederspannungsebene. **Für die Jahre 2012 und 2013 wird die Lastdichte des Jahres 2009 zugrunde gelegt. Für die 2. Regulierungsperiode wird die Lastdichte mit einem (t-3)-Verzug angesetzt, d.h. für das Q-Element in 2014 ist die Lastdichte des Jahres 2011 heranzuziehen.**

Mittelspannungsebene:

Für den Bereich der **Mittelspannung** erwies sich der in den Modelluntersuchungen identifizierte **Parameter Lastdichte** auch im Rahmen von statistischen Untersuchungen⁸ als **belastbar und als maßgebliche Größe**, um die gebietsstrukturellen Unterschiede der Versorgungszuverlässigkeit hinreichend genau abzubilden.⁹ Sollte der Parameter Lastdichte sich auch mit der finalen Datenbasis als maßgeblich erklärende Größe für strukturelle Unterschiede erweisen, wird dieser bei der Ermittlung der Referenzwerte herangezogen werden.

Dies bedeutet, dass aus den über drei Jahre gemittelten ASIDI-Werten aller Netzbetreiber eine Regressionskurve unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede (über den Parameter Lastdichte) abgeleitet wird. Zudem wird im Rahmen der Regression eine Gewichtung mit der Anzahl der Letztverbraucher vorgenommen. An der sich ergebenden Regressionskurve lässt sich folglich für jede Lastdichte eines Netzbetreibers der entsprechende Referenzwert ablesen. Die Differenz zwischen dem über drei Jahre gemittelten ASIDI-Wert der Mittelspannungsebene und dem um die Lastdichte bereinigten Referenzwert wird anschließend mit dem Monetarisierungsfaktor und der Anzahl der Letztverbraucher multipliziert, um den Bonus/Malus zu errechnen (vgl. 5. Monetarisierung).

Niederspannungsebene:

Die statistischen Untersuchungen¹⁰ des Gutachters ergaben, dass in der **Niederspannungsebene der Parameter Lastdichte** zur Berücksichtigung struktureller Unterschiede **nicht signi-**

⁸ Analysiert wurden die von den Netzbetreibern gemeldeten Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG für die Jahre 2006 bis 2008.

⁹ Weitere im Rahmen der Untersuchungen getestete Strukturparameter sind im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ vom 20. Oktober 2010 auf den Seiten 68 ff. zu finden.

¹⁰ Analysiert wurden die von den Netzbetreibern gemeldeten Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG für die Jahre 2006 bis 2008.

fikant ist. Sollte sich dies auch mit der finalen Datenbasis bestätigen, so wird der Referenzwert auf Basis einer **einfachen, mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, Mittelwertbildung** bestimmt. Erweist sich die Lastdichte jedoch als ausreichend belastbar, die strukturellen Unterschiede hinreichend genau zu erklären, so wird auch in der Niederspannungsebene (analog zum oben beschriebenen Vorgehen) der Parameter Lastdichte bei der Berechnung der Referenzwerte herangezogen.

Auch bei der einfachen Mittelwertbildung ist eine Gewichtung der Durchschnittswerte der Kennzahlen der Netzbetreiber zur Ermittlung der Referenzwerte nach § 20 Abs. 2 ARegV vorzunehmen. Zur Gewichtung wird daher die Anzahl der Letztverbraucher herangezogen.

Der Referenzwert der Niederspannungsebene wird somit, falls die Signifikanz der Lastdichte nicht bestätigt wird, folgendermaßen berechnet:

$$y_{\text{Ref}}^{\text{NS}} = \frac{\sum \text{SAIDI}_i \cdot \text{LV}_i}{\sum \text{LV}_i}$$

mit

$y_{\text{Ref}}^{\text{NS}}$: Referenzwert für den SAIDI;
 LV_i : Letztverbraucher des Netzbetreibers i

Die Differenz zwischen dem über drei Jahre gemittelten SAIDI-Wert und Referenzwert der Niederspannungsebene wird anschließend mit dem Monetarisierungsfaktor und der Anzahl der Letztverbraucher multipliziert, um den Bonus/Malus zu errechnen (vgl. 5. Monetarisierung).

In der Grundvariante wird somit angestrebt, den **ingenieurwissenschaftlich abgeleiteten Parameter Lastdichte zur Bestimmung der Referenzwerte in der Nieder- und Mittelspannungsebene** heranzuziehen, **sofern sich dieser mit der finalen Datenbasis als belastbar erweist. Ansonsten** wird eine **mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichtete Mittelwertbildung**, wie oben beschrieben, vorgenommen.

In der Grundvariante ist für die **Hoch- und Höchstspannungsebene keine Qualitätsregulierung** vorgesehen. Dies ist damit zu begründen, dass die der Bundesnetzagentur vorliegende Datengrundlage keine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen zulässt. So verbietet sich aufgrund der Einheiten die Division der erfassten tatsächlich unterbrochenen Wirkflüsse durch eine Bezugsgröße aus installierten Bemessungsscheinleistungen der Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren. Zudem kann nicht einheitlich definiert werden, welche installierten Leistungen vor dem Hintergrund der üblicherweise vorhandenen Redundanz in der Umspannung bei Unterbrechungsausmaß und Bezugsgröße anzusetzen sind. Hinzu kommt aufgrund der geringen Anzahl von Versorgungsunterbrechungen eine zu erwartende sehr hohe Stochastik von Zuverlässigkeitskennzahlen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Im Unterschied zur Niederspannungsebene können deshalb keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebene berechnet werden. Folglich lassen sich auch keine belastbaren Referenzwerte ableiten. Netze der Hoch- und Höchstspannungsebene sind somit von der Qualitätsregulierung der Grundvariante ausgenommen.

Wie oben beschrieben, muss somit zunächst für die Nieder- und Mittelspannungsebene die individuelle Kennzahl SAIDI/ASIDI aus dem Mittelwert der SAIDI/ASIDI über drei Jahre durch den Netzbetreiber errechnet und an die Bundesnetzagentur übermittelt werden. Anschließend wird durch die Regulierungsbehörde der um die Lastdichte strukturbereinigte Referenzwert über eine hyperbolische gewichtete Regression bzw. als gewichteter Mittelwert berechnet. Anschließend wird die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene berechnet. Diese Differenz wird schließlich zur Berechnung der Bo-

nus-/Maluszahlung mit einem Monetarisierungsfaktor und der Anzahl der Letztverbraucher multipliziert. Dies wird im Folgenden erläutert.

5. Monetarisierung

Unter Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG (u.a. in der Balance zwischen sicherer und preisgünstiger Versorgung gemäß Abs. 1 sowie zwischen Wettbewerb und Zuverlässigkeit gemäß Abs. 2) 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.

Die Erlöszu- oder -abschläge, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, müssen somit 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. Ermöglicht wird somit langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Dabei ist kurz- bis mittelfristig jedoch kein Absinken des Qualitätsniveaus zu erwarten.¹¹

Die ARegV führt in § 20 Abs. 3 die Anwendung analytischer Methoden als eine Möglichkeit zur Bestimmung des Wertes der Versorgungsqualität auf.¹² Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden deshalb auf Basis eines **makroökonomischen Ansatzes**, der sog. Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Inputfaktor für Wertschöpfung in der Produktion in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend in der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende **Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh)** ermittelt.

Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer **Kilowattstunde** innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung des Jahres 2008 zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors im Jahr 2008 ergibt. Für die drei Sektoren ergibt sich für die Q-Elemente der Jahre 2012 und 2013 ein Value of Lost Load in Höhe von **5,82 €/kWh***.

¹¹ Zumal sich das Anreizsystem am gegenwärtigen Stand der Versorgungszuverlässigkeit orientiert und insbesondere im Malusbereich relativ einfache bzw. kostengünstige Maßnahmen zur Steigerung der Qualität vorgenommen werden können.

¹² Eine andere Möglichkeit zur Ermittlung des Monetarisierungsfaktors ist gemäß § 20 Abs. 3 ARegV eine Kundenumfrage. Zum Zeitpunkt der Einführung des Q-Elements werden jedoch noch keine Ergebnisse von Kundenumfragen für Deutschland vorliegen. Derzeit wird geprüft, wie eine Kundenumfrage zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft der Kunden in Deutschland ausgestaltet werden müsste, um ermitteln zu können, inwiefern die Kunden für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen bereit sind.

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. Auch dieser Wert basiert auf Daten aus dem Jahr 2008. Für den Haushaltsbereich ergibt sich für die Q-Elemente der Jahre 2012 und 2013 ein Value of Lost Load in Höhe von **14,2 €/kWh***.

Der mit dem Stromverbrauch gewichtete Mittelwert aus dem VoLL der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und dem VoLL des Haushaltsbereiches ergibt einen VoLL_{gesamt} von **8,0 €/kWh***.

Werden die ermittelten Ausfallkosten in Höhe von **8,0 €/kWh*** mit der durchschnittlichen Last von 1,35 kW pro Endkunden¹³ multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich der Monetarisierungsfaktor in Höhe von **0,18 €/min/Kunde/a***.

Ab der zweiten Regulierungsperiode wird der Monetarisierungsfaktor für die Bestimmung des Q-Elements neu berechnet. Dabei sind die Daten (z.B. Bruttowertschöpfung, Gesamtstromverbrauch etc.) mit einem (t-3)-Verzug anzusetzen.

Die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers wird mit der Anzahl der Letztverbraucher und mit dem Monetarisierungsfaktor in Höhe von **0,18 €/min/Kunde/a*** multipliziert.

$$\text{Bonus/Malus}_i = (Q_i^{\text{Ref}} - Q_i^{\text{ind}}) * \text{Anzahl Letztverbraucher}_i * 0,18 \text{ €/min/Kunde/a}$$

Berechnung des Bonus bzw. Malus in der Niederspannungsebene:

Für Netzbetreiber der Niederspannung werden die angeschlossenen Letztverbraucher zugrunde gelegt. Die Gesamtzahl dieser Letztverbraucher wird mit dem Monetarisierungsfaktor und der Differenz aus dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl multipliziert.

Berechnung des Bonus bzw. Malus in der Mittelspannungsebene:

Für Netzbetreiber der Mittelspannung werden die an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher sowie die angeschlossenen Letztverbraucher der an das Mittelspannungsnetz nachgelagerten Niederspannungsnetze zugrunde gelegt. Die Gesamtzahl dieser Letztverbraucher wird mit dem Monetarisierungsfaktor und der Differenz aus dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl multipliziert.

** Diese Werte beruhen noch auf der Datengrundlage des Jahres 2008 (siehe Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ von Consentec/FGH/Frontier. Eine Neuberechnung mit den Werten aus dem Jahr 2009 wird derzeit durchgeführt. Gravierende Veränderungen zeichnen sich jedoch nicht ab.*

¹³ Die durchschnittliche Last pro Endkunde berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland (524,2 TWh*) dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8760 h) sowie die Anzahl der Endkunden (44,5 Mio*).

6. Umsetzung in der Erlösobergrenze/Erlöswirkung

Der auf diese Weise berechnete Bonus bzw. Malus in Euro muss anschließend in die Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 der ARegV integriert werden.

Die Vorgaben in § 19 Abs. 1 ARegV stellen Zu- und Abschläge für Abweichungen von Qualitätsvorgaben gleichberechtigt nebeneinander. Im Sinne einer **Erlösneutralität der Qualitätsregulierung** soll daher mit der Einführung des Q-Elements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden (s.o.). Vielmehr sollen sich die Erwartungswerte der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.

Aufgrund der Stochastik von Störungen bzw. Versorgungsunterbrechungen werden zur Begrenzung der damit möglicherweise einhergehenden starken Auswirkung auf die Erlösobergrenze, die den Netzbetreibern maximal aus dem Q-Element entstehen können, Kappungsgrenzen berücksichtigt, auch wenn dadurch der Anreiz zur Qualitätsveränderung verringert wird, da dies keine stärkeren monetären Auswirkungen auf die Erlöse hätte. Es wird in der Grundvariante der Qualitätsregulierung eine Kappung der Erlösauswirkungen des Q-Elements in Höhe von **2 bis 4% der Erlösobergrenze des vorangegangenen Jahres abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die Hoch- und Höchstspannungsebene bzw. der Umspannebene HS/MS** vorgenommen. Somit wird für das Q-Element für die Jahre 2012 und 2013 die Erlösobergrenze des Jahres 2011 abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die Hoch- und Höchstspannungsebene bzw. der Umspannebene HS/MS zugrunde gelegt.

Die Kappung wird erst **nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge über alle Netzebenen** eines Netzbetreibers durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich werden **symmetrisch** gekappt.¹⁴ Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom grundsätzlichen Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund wird die Bundesnetzagentur in einem allgemeinen Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung der Grundvariante lediglich einen Kappungskorridor von 2 bis 4% vorgeben. Erst nach Eingang und Plausibilisierung der Daten und der Berechnung der individuellen Q-Elemente wird die Regulierungsbehörde entscheiden, wie hoch die Kappungsgrenze tatsächlich sein wird und sie den Netzbetreibern in individuellen Beschlüssen mitteilen. Ausschlaggebend für die Festlegung einer Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität der Qualitätsregulierung.

Im Rahmen der Grundvariante wird kein Totband um den Referenzwert gelegt, um auch Anreize zu Anstrengungen bei nur geringer Abweichung vom Referenzwert sicherzustellen. Außerdem führt jedes Totband an den Grenzen zu Knickstellen in der Qualitäts-Erlös-Funktion und bewirkt damit Verzerrungseffekte, die es zu vermeiden gilt. Des Weiteren erfolgt die Dämpfung von Kennzahlenschwankungen bereits über die Bildung von SAIDI/ASIDI-Mittelwerten über drei Jahre, was die Anwendung des Totbandes auch unter diesem Gesichtspunkt entbehrlich macht.

7. Berechnungsturnus des Q-Elements

Kennzeichnend für diese Grundvariante ist, dass für die Jahre **2012 und 2013** ein **einheitliches Q-Element erlöswirksam** wird. Dies bedeutet, dass der errechnete Bonus bzw. Malus jeweils auf die Erlösobergrenzen im Jahr 2012 und im Jahr 2013 angerechnet wird. Für die **nachfolgenden Regulierungsperioden** ist angedacht, das Q-Element **einmal zu Beginn der Regulie-**

¹⁴ Durch die Kappungsgrenze wird die Anreizwirkung für den Netzbetreiber naturgemäß abgeschwächt. Dies wird jedoch zur Vermeidung von Existenz gefährdenden Erlösauswirkungen für die Netzbetreiber durch die Qualitätsregulierung und somit zur Begrenzung des Risikos hingenommen.

rungsperiode und einmal in der Mitte der Regulierungsperiode neu zu berechnen. Das Q-Element ist somit jeweils für drei bzw. zwei Jahre einer Regulierungsperiode gültig.

8. Veröffentlichung der Referenzwerte und der Abweichungen der Netzbetreiber

Gemäß § 31 ARegV hat die Regulierungsbehörde die nach den §§ 19 und 20 ermittelten Referenzwerte sowie die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Vorgaben zu veröffentlichen.

III. Erweiterungsvariante

Die Regulierungsbehörden müssen die Erfahrungen mit der Grundvariante evaluieren und das System möglichst um Aspekte erweitern, die in der Grundvariante – die einfach und transparent gestaltet ist – noch nicht berücksichtigt werden konnten.

Nach der Einführung der Qualitätsregulierung in der zuvor beschriebenen Grundvariante sind sinnvolle Erweiterungen zu überlegen und mit der Branche zu diskutieren. Dazu gehören u.a. folgende Aspekte:

Zum einen sollte eruiert werden, ob Versorgungsunterbrechungen kleiner als drei Minuten von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur im Rahmen der Meldung nach § 52 EnWG gemeldet werden können.

Zum anderen ist zu prüfen, ob eine Erfassung anderer Qualitätskennzahlen, z.B. „nicht gelieferte Energie“ oder „nicht gedeckte Last“, sinnvoll erscheint. Dabei ist der Erfassungsaufwand dieser Kenngrößen durch den Netzbetreiber dem Nutzen im Rahmen der Qualitätsregulierung gegenüber zu stellen.

Da die Hoch- und Höchstspannungsebene in der Grundvariante keiner Qualitätsregulierung unterliegt, ist zu prüfen, inwieweit diese Netzebenen in der Erweiterungsvariante berücksichtigt werden könnten und sollten. Hierbei ist zu analysieren, ob möglicherweise die Netzleistungsfähigkeit besser geeignet ist, die Qualitätsmerkmale der Hoch- und Höchstspannungsebene abzubilden und zu bewerten.

Anlage zum „Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung“ vom 15. Dezember 2010

Übersicht über die voraussichtlich von den Netzbetreibern im Rahmen der Qualitätsregulierung für jedes Netz über einen Erhebungsbogen an die Bundesnetzagentur zu meldende Daten:

- Name des Stromnetzbetreibers
- Betriebsnummer der Bundesnetzagentur
- Netznummer der Bundesnetzagentur
- Übernahme oder Übertrag von Netzteilen durch den Netzbetreiber seit 2007
- Angaben zu vorgelagerten Netzbetreibern (Firma, Netzebene, Betriebsnummer, Anzahl der versorgten Letztverbraucher)
- Angaben zu nachgelagerten Netzbetreibern (Firma, Netzebene, Betriebsnummer, Anzahl der versorgten Letztverbraucher)
- Anzahl Letztverbraucher, Niederspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Anzahl Letztverbraucher, Mittelspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Anzahl Letztverbraucher, Umspannungsebene MS/NS, für die Jahre 2007 bis 2009
- Versorgten Fläche in km², Niederspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Geographische Fläche in km², Mittelspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen in kW, Niederspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen in kW, Mittelspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Installierte Bemessensscheinleistung der Ortsnetztransformatoren in MVA, Mittelspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Installierte Bemessungsscheinleistung der Letztverbrauchertransformatoren in MVA, Mittelspannungsebene, für die Jahre 2007 bis 2009
- Erlösobergrenze des Jahres 2011 sowie der jeweilige Anteil der betriebenen Netz- und Umspannebenen
- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV in 2011
- Angaben zu verwendeter Software zur Erfassung von Versorgungsunterbrechung

Angaben zu Versorgungsunterbrechungen:

Die Angaben sind einzeln für jedes Jahr (2007 bis 2009) und jede Netz der Niederspannungsebene und Mittelspannungsebene zu machen. Die Basis sind die an die Bundesnetzagentur in den Jahren 2007 bis 2009 übermittelten Werte nach § 52 EnWG. Abweichungen dürfen nur im Einzelfall und mit plausibler Erläuterung des Netzbetreibers, welche in dem Erhebungsbogen detailliert und nachvollziehbar dargestellt werden muss, vorgenommen werden.

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Atmosphärische Einwirkung"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Atmosphärische Einwirkung"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Atmosphärische Einwirkung" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Atmosphärische Einwirkung"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit Anlass "Atmosphärische Einwirkung"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Einwirkung Dritter"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Einwirkung Dritter"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Einwirkung Dritter" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Einwirkung Dritter"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Einwirkung Dritter"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle VU mit dem Anlass "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Sonstige geplant"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Sonstige geplant"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Sonstige geplant" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Sonstige geplant"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Sonstige geplant"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Rückwirkungsstörungen"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Rückwirkungsstörungen"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Rückwirkungsstörungen" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Rückwirkungsstörungen"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Rückwirkungsstörungen"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Höhere Gewalt"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Höhere Gewalt"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Höhere Gewalt" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechung) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Höhere Gewalt"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Höhere Gewalt"

- Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zählerwechsel"
- Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zählerwechsel"
- Summe aller Letztverbraucher, die von Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zählerwechsel" betroffen waren
- Summe aus (Unterbrochene Letztverbraucher * Dauer Versorgungsunterbrechungen) über alle Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zählerwechsel"
- SAIDI der Versorgungsunterbrechungen mit dem Anlass "Zählerwechsel"