

Stellungnahme

Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung

BNetzA-Konsultation der Vorschläge von
E-Bridge, ZEW und FGH am 22.07.2019

Berlin, 9. September 2019

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon +49 30 300 199-0
Telefax +49 30 300 199-3900
E-Mail info@bdew.de
www.bdew.de

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Telefon +49 30 58 580-0
Telefax +49 30 58 580-100
E-Mail info@vku.de
www.vku.de

Inhalt

1. Zusammenfassung	3
2. Hintergrund	3
3. Generelle Anmerkungen	4
4. Status quo Qualitätsregulierung und Netzzuverlässigkeit	6
5. Anmerkungen zum Foliensatz von E-Bridge, ZEW und FGH	8
5.1. Grundlagen der Qualitätsregulierung (Folien 4-5)	8
5.2. Analyse potenzieller Weiterentwicklungen – Kennzahlen	8
5.2.1. Entwicklung einer Anreizwirkung (Folie 9)	8
5.2.2. Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus	9
5.2.2.1 Anwendung der Qualitätskennzahlen (Folie 11)	9
5.2.2.2 MAIFI – Häufigkeit kurzer Versorgungsunterbrechungen (Folie 12)	9
5.2.2.3 Abgrenzung Versorgungsunterbrechung von Spannungsqualität (Folie 13)	11
5.2.2.4 CEMI/CELID – Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus (Folie 14)	11
5.2.2.5 Differenzierte Betrachtung von Kundengruppen (Folie 16)	14
5.2.3. Monetäre Bewertung der Unterbrechungen (Folie 18)	15
5.3. Analyse potenzieller Weiterentwicklungen – Abbildung struktureller Merkmale	16
5.3.1. Ingenieurstechnische Analyse	16
5.3.1.1 Untersuchung gebietsstruktureller Merkmale (Folien 21-22)	16
5.3.1.2 ASIDI in Abhängigkeit von Lastdichte (Folien 23-26)	16
5.3.1.3 Pro und Contra netzbezogener Erfassung (Folie 27)	16
5.3.1.4 Weitere Erkenntnisse und Zwischenfazit zu gebietsstrukturellen Merkmalen auf der MS-Ebene (Folie 28)	17
5.3.1.5 Dispersionsmaße zur Beschreibung der Inhomogenität der Lastverteilung (Folien 29-30)	17
5.3.1.6 Fazit Untersuchungen auf NS-Ebene (Folie 31)	17
5.3.2. Empirische Analyse (Folien 33-43)	17
5.4. Handlungsempfehlungen – Möglicher Zeitrahmen (Folie 45)	18

1. Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat durch ein Gutachterkonsortium Ansätze zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung analysieren lassen. Zu den am 22. Juli 2019 präsentierten Ansätzen nehmen nachfolgend BDEW und VKU gemeinsam Stellung.

Den Verbänden ist eine eingehende Bewertung und Kommentierung nur auf Basis der veröffentlichten Präsentation nicht möglich. Weder der Handlungsbedarf noch die Wirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen ist nachvollziehbar. Für eine zielführende Diskussion und faire Anhörung der betroffenen Wirtschaftskreise muss wie ursprünglich vorgesehen zunächst der Gutachtenentwurf veröffentlicht werden.

Aus Sicht von BDEW und VKU kann aufgrund des sehr hohen Zuverlässigkeitsniveaus die derzeit angewendete Methodik im Grundsatz beibehalten und sollte nur an einzelnen Punkten zielgerichtet weiterentwickelt werden. Hierzu werden konkrete Vorschläge u. a. zum Festlegungsturnus eingebracht.

Die Stellungnahme wird ergänzt durch die Antworten auf den von der BNetzA zusätzlich veröffentlichten Fragebogen (Anlage). Da einige Fragen individuell auf die konkrete Situation bei einem Netzbetreiber zielen, wurden diese durch die Verbände nicht beantwortet.

2. Hintergrund

Qualitätsvorgaben gemäß Anreizregulierungsverordnung dienen der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Abweichungen der Netzzuverlässigkeit eines Netzbetreibers von einem festgelegten Referenzwert führen zu einem Bonus (Zuschlag) oder Malus (Abschlag). Die aktuell geltenden Qualitätselemente laufen Ende 2020 aus.

Die BNetzA hat ein Gutachten zur Überprüfung der bestehenden Qualitätselemente und Erarbeitung möglicher Weiterentwicklungsoptionen beauftragt. Durch das Gutachterkonsortium E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) sowie die Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) wurden am 22. Juli 2019 erste Vorschläge in Bonn der Branche präsentiert und zur Konsultation gestellt. Hierzu kann bis zum 13. September 2019 Stellung genommen werden.

Zusammen mit den präsentierten Gutachter-Folien wurde am 25. Juli 2019 von der BNetzA ein Fragebogen veröffentlicht, welcher ein Stimmungsbild aus der Branche sowie bei Verbänden und Netznutzern zum System der Qualitätsregulierung (Netzzuverlässigkeit Strom) einholen soll. Auch hier endet die Stellungnahmefrist am 13. September 2019.

3. Generelle Anmerkungen

Die von den BNetzA-Gutachtern E-Bridge, ZEW und FGH vorgestellten **Analysen und Lösungsansätze können** anhand der Folien und der mündlichen Erläuterungen **nicht nachvollzogen und bewertet werden**. Mögliche Anpassungen für eine Weiterentwicklung der bestehenden Qualitätsregulierung sind nur schemenhaft erkennbar, nähere Erläuterungen oder Definitionen fehlen weitgehend. Des Weiteren wird der Nutzen möglicher Anpassungen nicht belegt und gegen den zusätzlichen Aufwand gespiegelt. Da auch eine Bewertung der aktuellen Methodik fehlt, ist die postulierte Notwendigkeit für viele Vorschläge nicht nachvollziehbar.

Wie in der BNetzA-Gutachtenausschreibung vom 7. Mai 2018 vorgesehen, sollte deshalb zunächst der aktuelle Stand des **Gutachtens veröffentlicht** und in die Konsultation einbezogen werden. Im finalen Gutachten könnten dann die Stellungnahmen gewürdigt werden. Da eine substantiierte Bewertung ohne Gutachten nicht möglich ist, beziehen sich die detaillierten Anmerkungen (vgl. Abschnitt 5) daher nur auf Aspekte des Foliensatzes, die nachvollziehbar sind und erheben damit keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Erst nach Veröffentlichung des Gutachtens ist eine vollständige Stellungnahme möglich und der Konsultationsprozess kann auch erst dann als transparent angesehen werden.

Einer Diskussion von Ansätzen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung sollte eine **Bewertung des Status quo** vorausgehen. Es ist nicht erkennbar, wie das Niveau der Netzuverlässigkeit und die Umsetzung der Qualitätselemente in Gänze von Seiten der BNetzA und der von ihr beauftragten Gutachter beurteilt werden. Notwendige Basis für eine zielgerichtete Anpassung wäre jedoch eine Evaluierung, um Handlungsbedarf zu identifizieren und hierzu Lösungsansätze zu bewerten.

Durch den Fokus der Regulierung auf Kosteneffizienz muss auch bei der Qualitätsregulierung ein ausgewogenes **Verhältnis von Aufwand zu Nutzen** angestrebt werden. Methodische Anpassungen dürfen nicht zu einer Verschlechterung der **Nachvollziehbarkeit** und damit zu einer mangelnden **Akzeptanz** in der Branche und bei den Netznutzern führen. Für die Netzbetreiber ist es außerdem von hoher Bedeutung, dass bei drittverursachten Versorgungsunterbrechungen die Ansprüche auf Schadenersatz für den Sachfolgeschaden („Qualitätselement-Schaden“) weiterhin praktikabel und effizient durchgesetzt werden können.

Mit Blick auf die etablierte Qualitätsregulierung und das erreichte Qualitätsniveau (vgl. Abschnitt 4) ist aus Sicht der Branche eine **grundlegende Änderung der Methodik derzeit nicht erforderlich**. Die Ausgestaltung des Qualitätselements basiert seit 2010 auf der von Consentec konzeptionierten Grundmethodik. Diese ist aus Sicht von BDEW und VKU grundsätzlich sachgerecht und sollte im Kern beibehalten werden. Die BNetzA-Festlegungen und die Rechtsprechung ergeben einen planbaren und rechtssicheren Rahmen für alle Beteiligten. Gleichwohl sollten einzelne Aspekte überprüft und ggf. weiterentwickelt werden.

Bei einer zielgerichteten, evolutionären Weiterentwicklung sollte das Ziel einer **gesamtwirtschaftlichen Optimierung** nicht aus den Augen verloren werden. Qualitätselemente wurden

als „Gegenpart zur einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung“¹ in die ARegV aufgenommen, um einen langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen sicherzustellen. Das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit und die Entwicklung seit Einführung der Qualitätsregulierung lassen vermuten, dass die bisherige Umsetzung geeignet ist, dieses Ziel zu erreichen.

Anpassungsbedarf besteht unter anderem bezüglich des **Festlegungsturnus**. Das bisherige Modell (Mittelwertbildung über 3 Jahre, Wirkungsdauer 2 oder 3 Jahre) führt dazu, dass sich Versorgungsunterbrechungen je nach Zeitpunkt ihres Eintritts unterschiedlich lang in den Qualitätselementen und somit unterschiedlich stark auf die EOG auswirken. BDEW und VKU sprechen sich – wie bereits in der Vergangenheit – dafür aus, eine jährliche Festlegung von Qualitätselementen auf Basis eines gleitenden Drei-Jahres-Durchschnitts umzusetzen („**rollierendes Verfahren**“), mit der schnellere Wirkzusammenhänge erreicht und eine Ungleichbehandlung von Jahresscheiben dauerhaft vermieden werden können (vgl. auch Antwort auf Frage 22 des BNetzA-Fragebogens). Um dies umsetzen zu können, sollten die Verfahren vereinfacht werden und die bereits gemäß § 52 EnWG gemeldeten Daten verwendet werden.

Aufgrund des **steilen Verlaufs der MS-Referenzfunktion im Bereich der niedrigen Lastdichte** haben einzelne Ereignisse und kleine Datenänderungen große Auswirkungen auf die Qualitätselemente. Dies führt zu Verzerrungen und stellt die Robustheit der Ergebnisse infrage. Netzbetreiber mit niedriger Lastdichte können durch die Funktion und die Auswahl des c-Wertes benachteiligt werden. Um dies zu begrenzen, sollte bei der Ermittlung des individuellen Referenzwertes erstens die Lastdichte auf einen ganzzahligen Wert abgerundet und zweitens der resultierende Referenzwert auf zwei Nachkommastellen aufgerundet werden. Diskutiert werden könnte auch die Festlegung eines Totbandes bzw. eines Trichters um die Referenzfunktion, die Begrenzung von c auf einen Maximalwert von 1 oder ein zusätzlicher erklärender Parameter.

Die Mehrheit der Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland nutzt das vereinfachte Verfahren gemäß § 24 ARegV.² **Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nehmen nicht an der Qualitätsregulierung teil**, melden aber wie alle anderen Netzbetreiber auch Versorgungsunterbrechungen gemäß § 52 EnWG an die BNetzA. Bei mehreren der von den BNetzA-Gutachtern empfohlenen Anpassungen besteht die Sorge, dass sich diese trotz der Ausnahmeklausel in § 24 ARegV **auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren auswirken und erheblichen Umsetzungsaufwand auslösen** (z. B. Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen, netzbezogene Erfassung von Versorgungsunterbrechungen). Sofern dies geplant ist, sollten Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren explizit darauf hingewiesen und in die Konsultation einbezogen werden.

Der von der BNetzA parallel veröffentlichte **Fragebogen** wird separat beantwortet (Anhang).

¹ BNetzA, Homepage; [LINK](#)

² Der Anteil der Stromverteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren an der gesamten Absatzmenge an Verbraucher liegt jedoch nur bei 15 % (vgl. BNetzA-Evaluierungsbericht ARegV, Seite 315).

4. Status quo Qualitätsregulierung und Netzzuverlässigkeit

Die im internationalen Vergleich **konstant hohe Netzzuverlässigkeit in Deutschland** wird durch folgende Abbildung aus dem CEER-Benchmarking-Report belegt.

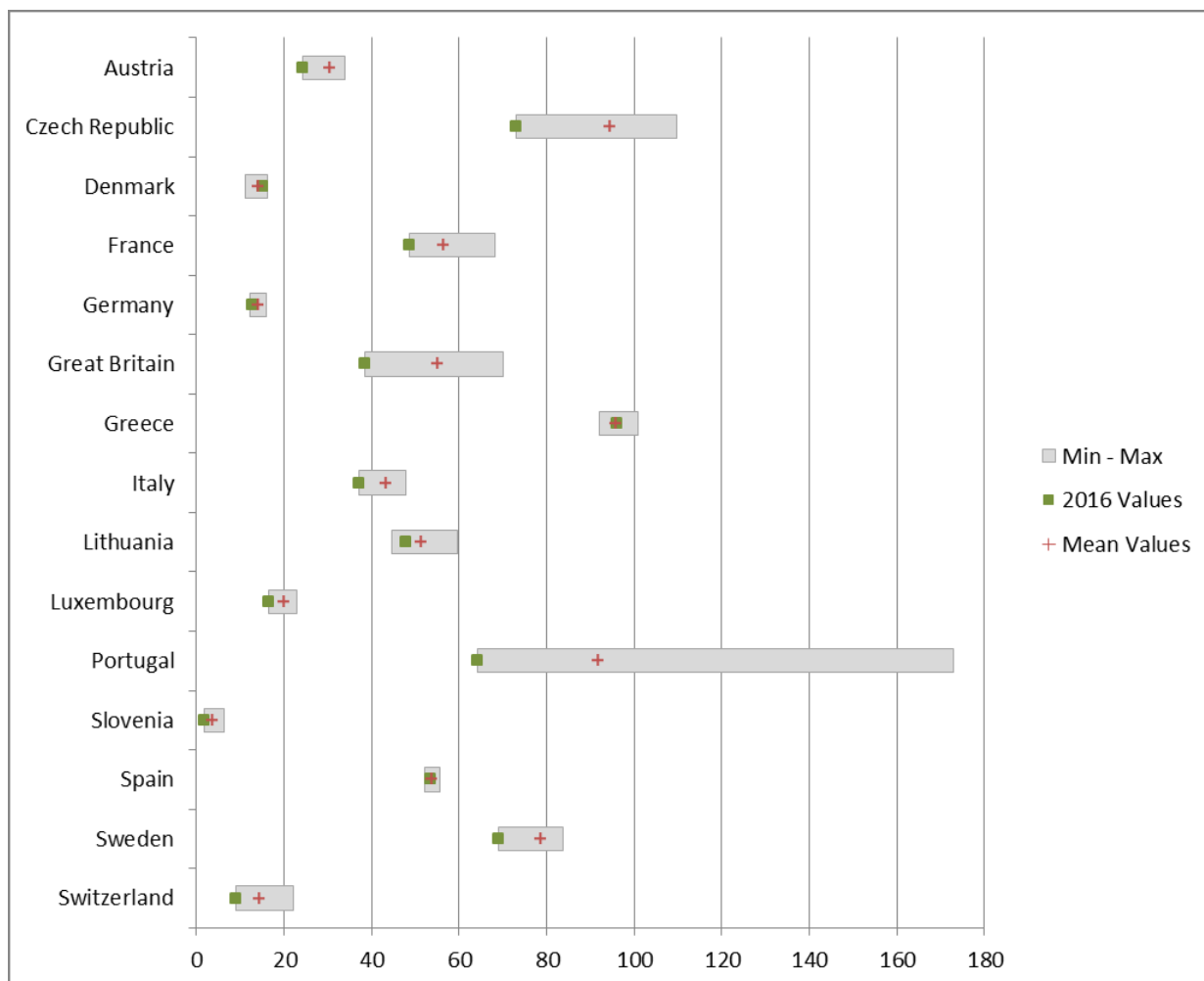


Abbildung: unplanned SAIDI, without exceptional events, only countries not exceeding 200 minutes (minutes per customer) – time series and min-max (Quelle: [CEER](#))

Trotz der 2009 erfolgten Einführung der Anreizregulierung und damit verbundener Anreize zur Kostensenkung hat sich die Netzzuverlässigkeit in Deutschland seitdem tendenziell weiter erhöht. Der leichte Anstieg der Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2017 wurde verursacht durch die Zunahme extremer Wetterereignisse.³

³ BNetzA, Pressemitteilung vom 05.10.2018. [LINK](#)

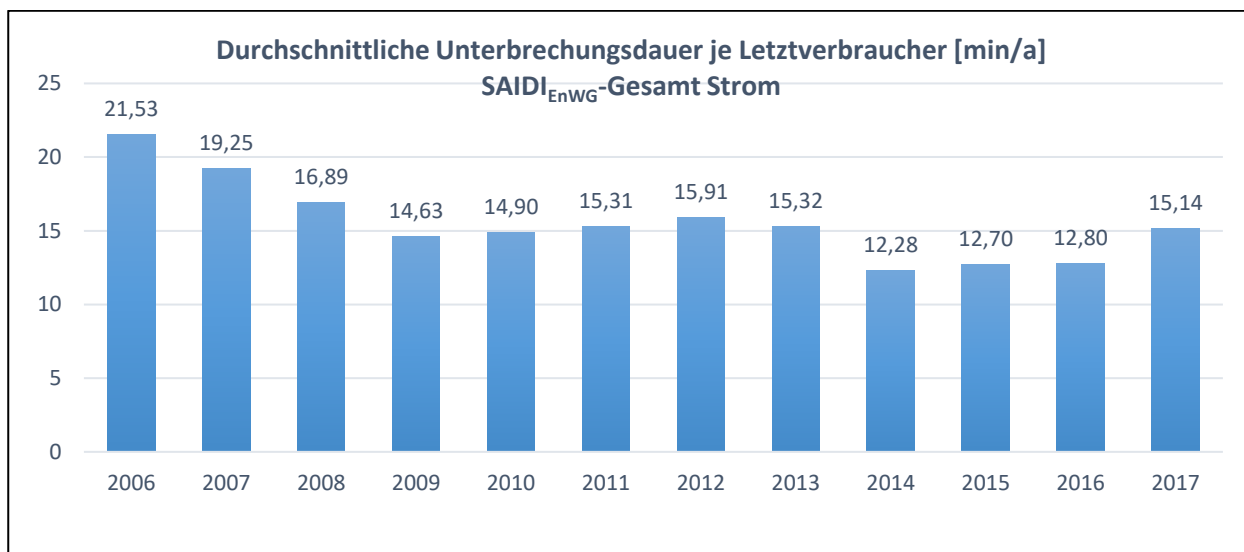


Abbildung: Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen 2006-2017 (Quelle: [BNetzA](#))

Die BNetzA hat auf Grundlage der ARegV und eines Gutachtens⁴ das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit Strom zum 1. Januar 2012 erstmalig umgesetzt. Es wurden jeweils Daten aus drei Jahren einbezogen, um stochastische Schwankungen und Verzerrungen durch Ausreißer zu glätten. Die Methodik der Qualitätselemente wurde über die Jahre nur graduell angepasst, die wesentlichen Merkmale und Wirkungszusammenhänge blieben unverändert.

Qualitätselement	1. Festlegung	2. Festlegung	3. Festlegung	4. Festlegung
Geltungszeitraum	2012-2013	2014-2016	2017-2018	2019-2020
Datenbasis	2007-2009	2010-2012	2013-2015	2015-2017
Monetarisierungsfaktor	0,18 €/min/LV/a	0,19 €/min/LV/a	0,21 €/min/LV/a	0,22 €/min/LV/a

Qualitätselemente: Übersicht über Geltungszeitraum, Datenbasis und Monetarisierungsfaktor

⁴ CONSENTEC/FGH/Frontier-Economics: Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze; [LINK](#)

5. Anmerkungen zum Foliensatz von E-Bridge, ZEW und FGH

5.1. Grundlagen der Qualitätsregulierung (Folien 4-5)

BDEW und VKU stimmen mit den BNetzA-Gutachtern überein, dass das Ziel der Qualitätsregulierung nicht ein maximales Qualitätsniveau, sondern ein **volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau** ist. Dies darf bei der Diskussion von Anpassungen der Qualitätsregulierung nicht aus den Augen verloren werden. Zur Erreichung des Ziels wird auf Grundlage der Ausfallkosten der Netznutzer ein Qualitätspreis ermittelt, der den Netzbetreibern eine Optimierung von Kosten und Nutzen der Versorgungsqualität ermöglichen soll. Es werden keine Zielwerte oder Entwicklungspfade vorgegeben, sondern durch ein selbstregulierendes System wird ein gesamtwirtschaftliches Optimum angestrebt. Ein maximales Qualitätsniveau in Deutschland wäre mit zu hohen Kosten verbunden und somit volkswirtschaftlich ineffizient.

Es ist anhand der vorliegenden Informationen nicht nachvollziehbar, warum die **Differenzierung von fixen und variablen Ausfallkosten** (Folie 5) bei der Kombination von Qualitätskennzahlen und Monetarisierung entscheidend sein soll. Bei den Ausfallkosten gibt es eine große Bandbreite (Höhe fixer und variabler Schadenskosten) und Heterogenität (im Zeitverlauf abfallende und steigende Schadenskosten) je nach betroffenen Verbrauchsgeräten, Ausfallzeitpunkt und Unterbrechungsdauern. Bei der Qualitätsregulierung ist im Sinne einer ganzheitlichen Anreizwirkung für eine gesamtwirtschaftliche Optimierung nur eine stark verallgemeinerte Betrachtung möglich und sinnvoll (vgl. auch Abschnitt zur differenzierten Betrachtung von Kundengruppen).

5.2. Analyse potenzieller Weiterentwicklungen – Kennzahlen

5.2.1. Entwicklung einer Anreizwirkung (Folie 9)

BDEW und VKU unterstützen die Feststellung der BNetzA-Gutachter, dass ein **kundenbasierter Ansatz** (Entschädigung tatsächlich betroffener Letztverbraucher) aufgrund des hohen Aufwands, der Komplexität und ungelöster Probleme bei der adäquaten Bepreisung **keine Alternative** zum derzeitigen systembasierten Ansatz darstellt. Der **systembasierte Ansatz sollte beibehalten werden**, auch da derzeit nur dieser konsistent und transparent umsetzbar erscheint.

Transparenz, z. B. durch Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen, **wird von BDEW und VKU unterstützt**. Eine Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen ist nicht nur dann sinnvoll, wenn eine Monetarisierung nicht umsetzbar ist. Die Kennzahlen SAIDI/ASIDI werden bereits jetzt netzbetreiberscharf als Mittelwerte veröffentlicht.⁵ Des Weiteren hatte die BNetzA bereits 2012 (einmalig) unternehmensindividuelle Qualitätskennzahlen, Referenzwerte und Strukturdaten zum Qualitätselement 2012-2013 mit Unterstützung der Branche veröffentlicht.

Eine **Anreizwirkung durch die Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen** ist vorhanden (z. B. relevant bei Konzessionsvergaben), sollte aber nicht überschätzt werden (Komplexität

⁵ vgl. § 31 Absatz 1 Nr. 12 ARegV

des Themas, kaum mediales Echo auf bisherigen Veröffentlichungen). Wenn bei der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung die Komplexität erhöht werden sollte (z. B. Einführung CEMI/CELID, Differenzierung SAIDI nach Kundengruppen, zusätzliche Strukturmerkmale wie Entropie), könnte dies für Transparenz und Akzeptanz kontraproduktiv sein.

5.2.2. Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus

5.2.2.1 Anwendung der Qualitätskennzahlen (Folie 11)

Sowohl in Deutschland als auch in den meisten anderen europäischen Ländern wird anhand von Anzahl und Dauer von **Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten** die Netzzuverlässigkeit in Verteilnetzen mit den etablierten **Qualitätskennziffern SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) bzw. **ASIDI** (Average System Interruption Duration Index) und **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) bewertet.⁶ In das Qualitätselement in Deutschland fließen die Kennziffern SAIDI und ASIDI ein.

Von den BNetzA-Gutachtern werden vermeintliche Defizite der SAIDI-Kennzahl dargestellt: dass diese (definitionsgemäß) keine kurzen Unterbrechungen erfasst, keine individuelle Betroffenheit einzelner Letztverbraucher berücksichtigt und eine Kundendifferenzierung nicht umsetzt. Im Anschluss unterbreiten die Gutachter hierzu Lösungsvorschläge. Bisher wurde jedoch nicht hinreichend belegt, ob es überhaupt notwendig und sinnvoll ist, diese Aspekte zu erfassen und in der Qualitätsregulierung abzubilden. Dies wäre jedoch die Voraussetzung für die weitere Diskussion von Lösungsansätzen (vgl. folgende Abschnitte).

5.2.2.2 MAIFI – Häufigkeit kurzer Versorgungsunterbrechungen (Folie 12)

Üblicherweise werden Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von weniger als drei Minuten als kurze Versorgungsunterbrechungen bezeichnet. Von kurzen Versorgungsunterbrechungen sind definitionsgemäß⁷ Spannungsschwankungen zu unterscheiden, die aber häufig von Letztverbrauchern als kurze Versorgungsunterbrechung wahrgenommen werden.⁸

Kurze Versorgungsunterbrechungen können per se nicht vermieden werden und sind meist Ausdruck von Maßnahmen zur Vermeidung langer Versorgungsunterbrechungen. Auslöser kurzer Versorgungsunterbrechungen sind häufig atmosphärische Erscheinungen (z. B. Gewitter). Netzbetreiber verfügen deshalb nur über einen eingeschränkten Handlungsspielraum zur Vermeidung/Reduzierung kurzer Versorgungsunterbrechungen.

Anders als bei Versorgungsunterbrechungen ab drei Minuten gibt es für kurze Versorgungsunterbrechungen international keine einheitliche Praxis. Bei der Erfassung, Abgrenzung und bei der Aggregation in Kennzahlen gibt es große Unterschiede. Häufig verwendet wird die Kennziffer MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), deren Einführung in Deutschland auch von den BNetzA-Gutachtern empfohlen wird.

⁶ vgl. 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2016; [LINK](#)

⁷ vgl. EN 50160

⁸ zur Abgrenzung kurzer Versorgungsunterbrechung von Spannungsqualität vgl. nächsten Abschnitt

BDEW und VKU teilen die Einschätzung der BNetzA-Gutachter, dass eine monetäre Bewertung nicht umsetzbar ist und nur eine Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen und Veröffentlichung der MAIFI-Kennzahlen möglich und auch ausreichend wäre (Monitoring). Eine Integration in das Qualitätselement ist derzeit weder umsetzbar noch notwendig.

Es ist zu berücksichtigen, dass für die Implementierung von MAIFI-Kennzahlen zunächst eine vollständige Datengrundlage auf Basis verbindlicher und praktikabler Vorgaben geschaffen werden müsste. Die Erfahrungen mit der FNN-Verfügbarkeitsstatistik (nicht obligatorisch, keine vollständige Erfassung aller kurzen Versorgungsunterbrechungen) zeigen, dass hier ein erheblicher Aufwand notwendig wäre, um diese Datengrundlage langfristig aufzubauen. Die notwendige Technik zur Registrierung von Versorgungsunterbrechungen ist derzeit nur oberhalb der Niederspannungsebene durch die vorhandenen Leitsysteme und auch dort nicht flächendeckend vorhanden. Bei nahezu allen Netzbetreibern würden auf der Niederspannungsebene technische Anpassungen zur Registrierung von kurzen Versorgungsunterbrechungen erforderlich werden, um ausgefallene Zählpunkte und ausgefallene Betriebsmittel nach Schaltzustand erfassen zu können. Dies wäre mit hohen Kosten verbunden.

In der Niederspannungsebene ist des Weiteren damit zu rechnen, dass sich kurze Versorgungsunterbrechungen auf wenige Bedienfehler (z. B. Ziehen einer falschen Sicherung) beschränken, und die Ausfallkosten deutlich geringer sind als bei sensiblen Industrie- und Gewerbekunden in den höheren Netzebenen.

Vor dem Hintergrund der erheblichen Kosten für die Technik zur Registrierung kurzer Versorgungsunterbrechungen sollte deshalb nur auf der Mittelspannungsebene ein Monitoring anhand der MAIFI-Kennzahl erwogen werden.

Eine Implementierung sollte in jedem Fall nur dann erfolgen, wenn der erwartete Nutzen den Mehraufwand rechtfertigt. Der von den Gutachtern geschätzte Zeithorizont für die Implementierung (Vorarbeiten, Festlegungen, technische Anpassungen) ist mit 2 Jahren sehr optimistisch geschätzt.

Auch langfristig ist zur Abbildung kurzer Versorgungsunterbrechungen nur ein Monitoring denkbar, jedoch nicht eine Integration in ein monetär bewertetes Qualitätselement. Neben den von den BNetzA-Gutachtern genannten Aspekten spräche auch die systematische Benachteiligung von Netzbetreibern mit niedrigem Verkabelungsgrad dagegen, die letztendlich zu gesamtwirtschaftlich ineffizienten Fehlanreizen führen würde.

Mit Blick auf häufig vorkommende Netzübergänge oder mögliche Verfahrenswechsel wäre zu prüfen, ob zur Sicherstellung einer robusten Datenbasis kurze Versorgungsunterbrechungen auch bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren erhoben werden sollen. Dies würde erheblichen Mehraufwand verursachen, obwohl Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren von der Qualitätsregulierung ausgenommen sind.

Letztverbraucher unterscheiden sich deutlich in ihrer Sensibilität gegenüber kurzen Versorgungsunterbrechungen bzw. Spannungseinbrüchen. Die gleiche Störung kann bei dem einen Kunden kaum spürbar sein und bei dem anderen Kunden zu großem Schaden führen. Höhere Anforderungen einzelner Kunden sollten aber nicht dazu führen, dass in der Qualitätsre-

gulation das Ziel der gesamtwirtschaftlichen Optimierung aufgegeben wird. Optimierungsansätze können gesamtwirtschaftlich effizienter direkt bei den sensiblen Netznutzern anstatt beim Netzbetreiber (und damit zu Lasten aller Netznutzer) vorgenommen werden. Beispielsweise können Auswirkungen kurzer Versorgungsunterbrechungen für sensible Netznutzer durch technische Einrichtungen (z. B. USV) lokal begrenzt oder vermieden werden. Im Ergebnis sollten Geräte und Anlagen von Letztverbrauchern so konzipiert sein, dass sie mit nicht vermeidbaren Erscheinungen des Netzbetriebs zurechtkommen. Hier kann der jeweilige Netzbetreiber der direkte Partner zur Beratung sensibler Netznutzer sein.

5.2.2.3 Abgrenzung Versorgungsunterbrechung von Spannungsqualität (Folie 13)

Grundsätzlich ist eine genaue Abgrenzung kurzer Versorgungsunterbrechungen von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen notwendig. International gibt es keine einheitliche Abgrenzung, üblicherweise erfolgt eine Erfassung ab einer Dauer länger als eine Sekunde.⁹

Von der internationalen Praxis abweichend, schlagen die BNetzA-Gutachter eine Erfassung von Versorgungsunterbrechungen ab Dauern von drei Sekunden vor. Die Herleitung und Begründung dieses Wertes ist aus den Folien nicht erkennbar. Automatische Wiedereinschaltungen können auch länger als drei Sekunden dauern (insbesondere bei Freileitungen können diese auch bis zu 30 Sekunden dauern).

Analog zur FNN-Vorgehensweise sollten Maßnahmen wie automatische Wiedereinschaltungen (AWE) und Erdschluss-Suchschaltungen grundsätzlich nicht als kurze Versorgungsunterbrechungen gewertet werden, da diese lange Versorgungsunterbrechungen verhindern.

BDEW und VKU empfehlen, die Definition kurzer Versorgungsunterbrechungen dahingehend zu konkretisieren, dass darunter Unterbrechungen ab einer Dauer von einer Sekunde zu verstehen sind, wobei Maßnahmen wie automatische Wiedereinschaltungen (AWE) und Erdschluss-Suchschaltungen explizit ausgeschlossen werden.

5.2.2.4 CEMI/CELID – Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus (Folie 14)

Mit den Kennzahlen CEMI (Customers Experiencing Multi Interruptions) und CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations) sollen besonders häufig bzw. besonders lang von Versorgungsunterbrechungen betroffene Letztverbraucher erfasst und Unterschiede des Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebiets dargestellt werden.

Wie bereits ausgeführt, ist zu hinterfragen, welches Problem mit den Kennzahlen CEMI/CELID überhaupt adressiert werden soll und welchen zusätzlichen Nutzen die Erweiterung des SAIDI bringen soll. Dies geht aus den Folien nicht hervor.

Die Versorgungsqualität in Deutschland ist sehr hoch und verglichen mit anderen Ländern auch sehr homogen, d. h. die regionalen Unterschiede sind im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern wie z. B. Italien oder Schweden (relativ) gering. Die nachfolgende Abbildung zeigt die von der BNetzA veröffentlichten Bundesländer-SAIDI und belegt, dass selbst

⁹ vgl. 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2016, Tabelle 2.1

in dem von einer niedrigen Lastdichte geprägten Brandenburg die Netzzuverlässigkeit höher ist als in den meisten europäischen Ländern.

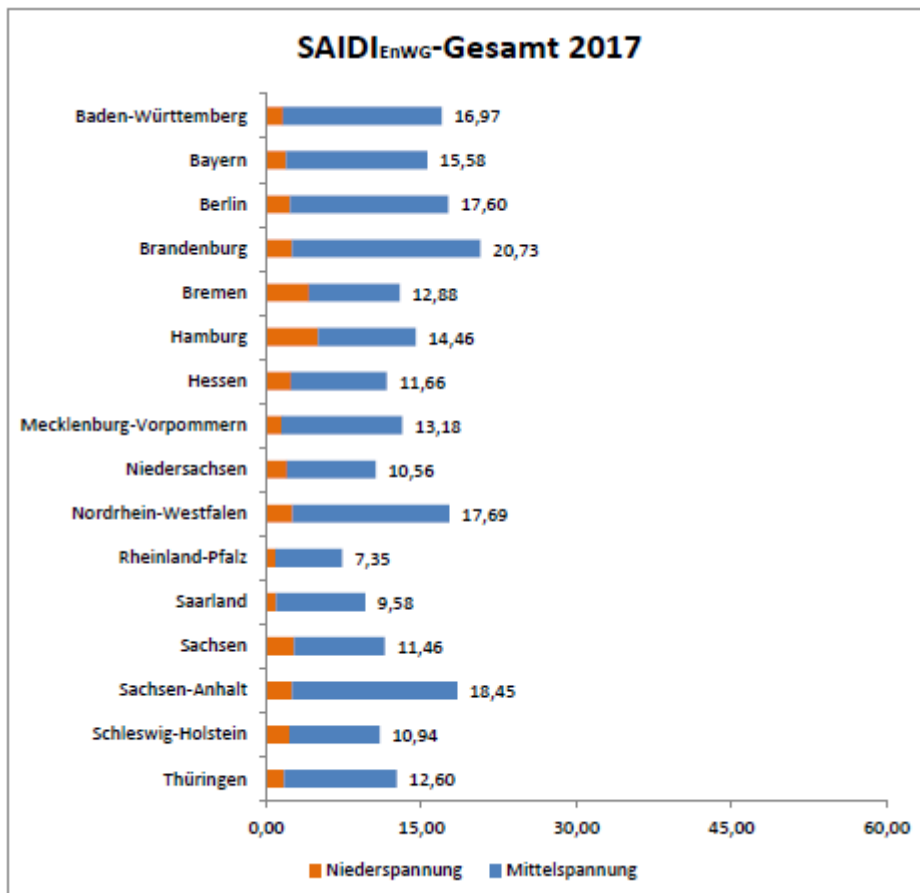


Abbildung: Bundesländer-SAIDIs (Quelle: [BNetzA](#))

Die Unterschiede des Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebietes und zwischen Netzgebieten lassen sich zum großen Teil auf gebietsstrukturelle Parameter (städtisch vs. ländlich) und Netztopologie (Vermaschung, Verkabelung vs. Freileitung) zurückführen und sind in ihrer Ausprägung nicht per se ein Problem. Sie müssen nur hinreichend über geeignete Strukturparameter im Rahmen der Qualitätsregulierung abgebildet werden.

Netzzuverlässigkeit darf nicht losgelöst von den Kosten angereizt werden. Ein Qualitätselement überlässt die Optimierung den Netzbetreibern und lässt es explizit zu, dass die Qualität niedriger ist in Netzgebieten, in denen die Kosten zur Schadensminimierung höher oder die Ausfallkosten niedriger sind als in anderen Gebieten. Eine Implementierung von CEMI/CELID-Kennziffern würde die bisher angestrebte gesamtwirtschaftliche Optimierung überlagern und widerspricht der Intention, keine maximale, sondern eine optimale Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen. Es besteht die Gefahr von Fehlanreizen, die zu einer aufwändigen Angleichung der Netzzuverlässigkeit auf hohem Niveau führt und hohe Kosten verursachen würde.

Die Einführung von CEMI-/CELID-Kennziffern sollte überhaupt nur dann in Betracht gezogen werden, wenn das Ausmaß von Unterbrechungen für einen signifikanten Verbraucheranteil

ein akzeptables Maß übersteigt und dies aufgrund einer hohen Spreizung des Zuverlässigkeitsniveaus nicht ausreichend im SAIDI/SAIFI abgebildet würde. Davon sind wir in Deutschland sehr weit entfernt.

CEMI-Kennzahlen werden laut CEER derzeit nur in Schweden angewendet. Dabei sind folgende wichtigen Unterschiede zu Deutschland zu berücksichtigen:

- Der SAIDI-Mittelwert ist um den Faktor 5 höher als in Deutschland (vgl. Abschnitt 4)
- Abnahmestrukturen und das Verbrauchsverhalten (hoher Anteil von Stromheizungen) sind signifikant anders als in Deutschland.¹⁰
- In Schweden gibt es sehr große regionale Unterschiede (vgl. folgende Abbildung), insb. zwischen städtischen und ländlichen Netzgebieten.

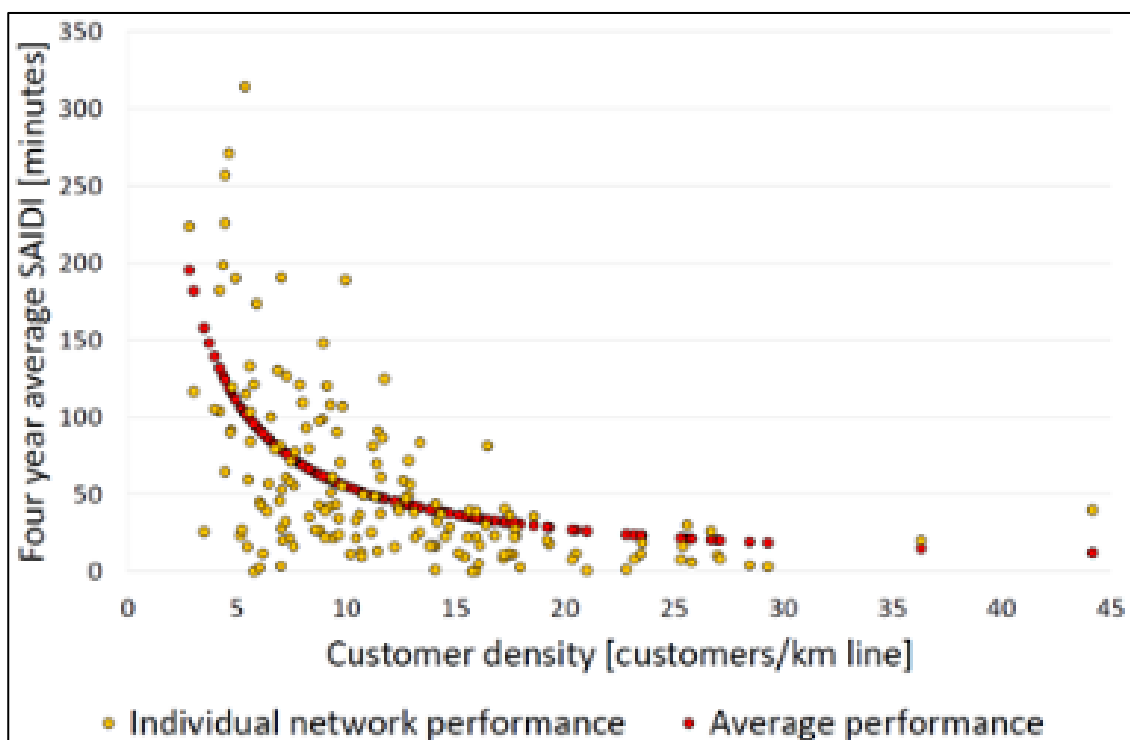


Abbildung: SAIDI (4-Jahres-Mittel) Schweden
(Quelle: Swedish Energy Markets Inspectorate¹¹)

Wie die BNetzA-Gutachter festgestellt haben, ist eine monetäre Bewertung von CEMI/CELID-Kennzahlen nicht darstellbar. Stattdessen sollen Schwellwerte definiert werden. Die Definition von Schwellwerten setzt die Bestimmung eines akzeptablen Zuverlässigkeitsniveaus voraus; dies wird auch von den BNetzA-Gutachtern als „nicht trivial“ angesehen. Aus der internationalen Perspektive stellt sich die Frage, ob es in Deutschland außerhalb von Fällen höherer Gewalt und außergewöhnlicher Einzelfälle überhaupt zu einer signifikanten Unterschreitung eines wie auch immer definierten akzeptablen Zuverlässigkeitsniveaus kommt.

¹⁰ Quelle: vgl. Consentec-Gutachten für BNetzA

¹¹ Incentive Scheme for Continuity of Supply in the Swedish Revenue Cap Regulation from 2020, [LINK](#)

Für die Ermittlung von CEMI-/CELID-Kennziffern müssten letztverbraucherscharf alle Versorgungsunterbrechungen (auch in der Niederspannung) zugeordnet werden. Dies generiert erheblichen Mehraufwand und ist mit der aktuell verbreiteten Erfassungssystematik nicht umsetzbar. Des Weiteren ist die Berücksichtigung von Umzügen von Letztverbrauchern oder die Unterscheidung nach geplanten/ungeplanten Versorgungsunterbrechungen unklar.

Nach der aufwändigen letztverbraucherscharfen Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen könnte dann die Überschreitung der Schwellwerte festgestellt werden. Offen bleibt, welche Konsequenzen die Überschreitung der Schwellwerte haben soll und wie dies im Gesamtsystem der Regulierung wirkt.

Es bestehen ernsthafte Bedenken bezüglich des Verhältnisses zwischen Aufwand und Nutzen. Für das Ziel eines volkswirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus ist es nicht erforderlich, Unterschiede im Zuverlässigkeitsniveau zu erfassen und zu regulieren.

Die Einführung von CEMI-/CELID-Kennziffern würde einen sehr hohen Aufwand generieren, bei derzeit nicht erkennbarem Handlungsbedarf und Nutzen. Somit sollte darauf verzichtet werden.

5.2.2.5 Differenzierte Betrachtung von Kundengruppen (Folie 16)

Wenn wie von den BNetzA-Gutachtern vorgeschlagen, Kundengruppen zukünftig differenziert betrachtet werden, würde dies zu einem enormen Umsetzungsaufwand führen und hätte weitreichende Auswirkungen. Bei jeder Versorgungsunterbrechung müsste eine detaillierte Zuordnung zu betroffenen Letztverbrauchern erfolgen.

Auch hier sollte zuerst geklärt werden, welcher Handlungsbedarf adressiert und welche Ziele mit einer Differenzierung verfolgt werden sollen.

Es müssten zunächst alle Kunden anhand vorgegebener, einfacher und praktikabler Kriterien den einzelnen Gruppen zugeordnet werden. Auch mit Blick auf die Beispiele (Norwegen, Schweden, Niederlande) wird deutlich, dass letztendlich nur wenige Gruppen (2-6) mit vertretbarem Aufwand abgrenzbar sind. Es ist fraglich, ob mit solch einer groben Clusterung die individuelle Kundenstruktur und die kundengruppenspezifischen Ausfallkosten tatsächlich besser abgebildet werden können.

Die differenzierte Betrachtung von Kundengruppen wäre ein Anreiz zu einer stärkeren Differenzierung des Qualitätsniveaus innerhalb von Deutschland und innerhalb von Netzgebieten. Fraglich ist, ob dies politisch gewollt ist und von den Netznutzern akzeptiert wird. Es steht zumindest im Widerspruch zu der Erfassung (und Sanktionierung) unterschiedlicher Qualitätsniveaus über die auf Folie 14 diskutierten Kennzahlen CEMI/CELID. Würde die Qualitätsregulierung Kundengruppen differenziert betrachten und damit Anreize für eine Ungleichbehandlung von Kunden je nach Ausfallkosten setzen, könnte dies die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs infrage stellen.

Aus Sicht von BDEW und VKU ist eine differenzierte Betrachtung von Kundengruppen nicht notwendig und wirft eine Reihe offener Fragen auf.

5.2.3. Monetäre Bewertung der Unterbrechungen (Folie 18)

Der bisher von der BNetzA umgesetzte makroökonomische Ansatz hat den Vorteil, dass er einfach durchführbar, transparent und gut nachvollziehbar ist und weitgehend auf öffentlich zugänglichen und belastbaren Daten beruht. Auch in Regulierungssystemen im Ausland wird sehr häufig ein makroökonomischer Ansatz umgesetzt. Wie bereits zur Folie 5 ausgeführt, ist derzeit nicht erkennbar, warum die fehlende Differenzierung nach fixen und variablen Kosten ein Problem darstellen soll und ob dies mit anderen Ansätzen besser möglich wäre.

Es bestehen fundamentale Zweifel, ob Kundenumfragen zu einem belastbaren und angemessenen Monetarisierungsfaktor führen. Während die in vielen Ländern umgesetzten makroökonomischen Analysen in etwa zu vergleichbaren Ergebnissen gelangen, sind bei den bisher bekannten Kundenumfragen große Ergebnisstreuungen zu erkennen, die sich eher auf das Befragungsdesign, als auf unterschiedliche Ausfallkosten zurückführen lassen. Es ist unklar, wie die in einer Kundenumfrage ermittelten individuellen Ausfallkosten zu einem einheitlichen oder nach wenigen Kundengruppen differenzierten Monetarisierungsfaktor aggregiert werden können, da selbst innerhalb einer Kundengruppe die Ausfallkosten in einer enormen Bandbreite variieren (Beispiel: Ausfallkosten Kundengruppe Industrie). So ist fraglich, ob mit einer Kundenumfrage in fixe und variable Ausfallkosten differenziert werden kann. Bei einer Kundenumfrage müsste auch geprüft werden, ob die Ausfallkosten noch weiter differenziert werden müssten (nach Ausfallzeitpunkt, Ausfalldauer, Region, Netzgebiet, ...) und ob dies zu sinnvollen Anreizwirkungen führt.

Aufgrund des enormen Aufwands, nicht nachvollziehbarer und nicht robuster Ergebnisse sowie derzeit nicht erkennbarer Vorteile gegenüber der makroökonomischen Analyse stellt eine Kundenumfrage keine sinnvolle Alternative dar.

Bei einem internationalen Vergleich von Ausfallkosten müssen zwingend die unterschiedlichen Rahmenbedingungen (Regulierungsmodelle), Länderspezifika (Qualitätsniveau, Verbrauchsstruktur) und die methodischen Ansätze zur Ermittlung des Monetarisierungsfaktors einbezogen werden.¹² Aufgrund der Streuung der Ergebnisse und unterschiedlicher Rahmenbedingungen ist eine Übertragung einzelner Inputs oder Resultate auf Deutschland (z. B. Differenzierung nach Kundengruppen) nicht ohne Weiteres möglich.

Die Analyse einer begrenzten Anzahl von Fallbeispielen kann für die heterogene Gesamtheit der Letztverbraucher in Deutschland keine validen Aussagen liefern.

Im Fazit empfehlen die BNetzA-Gutachter die Beibehaltung und Weiterentwicklung des analytischen (makroökonomischen) Ansatzes. Es bleibt jedoch unklar, warum und in welche Richtung der analytische Ansatz weiterentwickelt werden soll, da als zu lösendes Problem nur die fehlende Differenzierung nach fixen und variablen Ausfallkosten benannt wird. Dies ist kein wirkliches Problem und würde außerdem mit allen diskutierten Ansätzen auch nicht beseitigt.

Der analytische Ansatz zur Monetarisierung der Ausfallkosten kann derzeit beibehalten werden.

¹² vgl. Consentec-Gutachten für BNetzA, Seiten 120 ff.

5.3. Analyse potenzieller Weiterentwicklungen – Abbildung struktureller Merkmale

5.3.1. Ingenieurstechnische Analyse

5.3.1.1 Untersuchung gebietsstruktureller Merkmale (Folien 21-22)

Anhand weniger Folien wird das Vorgehen der BNetzA-Gutachter bei der Untersuchung gebietsstruktureller Merkmale beschrieben. Ohne weitere Informationen bzw. ohne die Veröffentlichung des Gutachtens ist eine Bewertung der Analyse auf dieser Basis nicht möglich.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

5.3.1.2 ASIDI in Abhängigkeit von Lastdichte (Folien 23-26)

Anhand der von den Gutachtern selbst erzeugten Daten wurde für die MS-Ebene der ASIDI in Abhängigkeit von der Lastdichte analysiert. Weder das Vorgehen noch die Ergebnisse können anhand der präsentierten Folien nachvollzogen und bewertet werden.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

Bereits mit den wenigen und unvollständigen Informationen wird aber auf Folie 26 das Fazit, eine Einführung netzbezogener Erfassung zu diskutieren infrage gestellt, wenn im dazugehörigen Diagramm das Bestimmtheitsmaß R^2 bei der Regressionsanalyse nach Netzen mit 0,60 deutlich niedriger liegt als bei der Regressionsanalyse nach VNB mit 0,85.

Im Bereich kleiner Lastdichten wird von den BNetzA-Gutachtern eine größere Streuung zwar erkannt und aufgeführt, jedoch nicht genauer untersucht. Hier könnte eine Clusterung von Netzen nach unterschiedlichen Kriterien geprüft werden (u. a. Spannungsgruppen, Verkabelungsgrad).

5.3.1.3 Pro und Contra netzbezogener Erfassung (Folie 27)

Nachdem von den BNetzA-Gutachtern der ASIDI in Abhängigkeit von der Lastdichte zunächst für 3.000 MS-Netze analysiert wurde, erfolgte im nächsten Schritt eine Zusammenfassung für 132 (fiktive) Verteilnetzbetreiber. Dies hätte zu einer Änderung der Regressionsfunktion und Verzerrungen geführt. Deshalb sei eine Einführung einer netzbezogenen Erfassung zu diskutieren. Hierzu wurden Pro und Contra stichpunktartig aufgeführt.

Es ist zu betonen, dass eine netzbezogene Erfassung den Aufwand bei Netzbetreibern und in Folge auch bei Regulierungsbehörden enorm erhöhen würde. Anders als von den Gutachtern („Pro“) dargestellt, wird in der Praxis die Jahreshöchstlast in der Kostenwälzung nicht netzbezogen, sondern nur je Netzebene oder für ausgewiesene Teilnetze ermittelt.

Aufgrund von Netzübergängen und Wahloptionen müsste die netzbezogene Erfassung auch bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV umgesetzt werden, auch wenn diese gar nicht an der Qualitätsregulierung teilnehmen.

Mit Blick auf den hohen Aufwand und die überschaubaren theoretischen Vorteile sollte eine netzbezogene Erfassung nicht weiterverfolgt werden.

5.3.1.4 Weitere Erkenntnisse und Zwischenfazit zu gebietsstrukturellen Merkmalen auf der MS-Ebene (Folie 28)

Weder das Vorgehen noch die Ergebnisse können anhand der präsentierten Folien nachvollzogen und bewertet werden.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

5.3.1.5 Dispersionsmaße zur Beschreibung der Inhomogenität der Lastverteilung (Folien 29-30)

Weder das Vorgehen noch die Ergebnisse können anhand der präsentierten Folien nachvollzogen und bewertet werden.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

Die Einbeziehung der Leistungsmomente für Erzeugungsanlagen wirft eine grundsätzliche Frage auf, da hier eine andere Netzphilosophie gilt. Während für den Anschluss von Verbrauchern Grundsatz der n-1-Sicherheit z. B. in der HS/MS-Ebene gilt, ist dies bei Erzeugungsanlagen nicht der Fall.

Die Entropie E als Maß für die Verteilung der Verbrauchslast über das Netzgebiet kann anhand der Darstellungen auf den Folien nicht nachvollzogen und bewertet werden. Eine genaue Definition an dieser Stelle ist für eine Bewertung unerlässlich.

Bei Änderungen des Schätzverfahrens muss berücksichtigt werden, dass ein Systemwechsel zu Verwerfungen führen kann, die die Robustheit des Verfahrens infrage stellen.

Gemäß Folie 29 ist die Netzzuverlässigkeit stark von Leitungslängen in Schutzbereichen abhängig (lange Leitungslängen deuten auf höhere Betriebsspannung 20 kV hin). Hier wäre zu prüfen und darzulegen, weshalb diese Kennzahl keinen geeigneten Strukturparameter liefert.

5.3.1.6 Fazit Untersuchungen auf NS-Ebene (Folie 31)

Weder das Vorgehen noch die Ergebnisse können anhand der präsentierten Folien nachvollzogen und bewertet werden.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

5.3.2. Empirische Analyse (Folien 33-43)

Weder das Vorgehen noch die Ergebnisse können anhand der präsentierten Folien nachvollzogen und bewertet werden.

Es sollte zunächst das Gutachten veröffentlicht werden.

Bisher vertrat die BNetzA im Rahmen der Qualitätsregulierung den Ansatz, möglichst nur exogene (vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare) Strukturparameter zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund sollte noch vertieft analysiert werden, ob die Einbeziehung endogener Parameter wie der TOTEX-Dichte sachgerecht wäre und ob dies mit Blick auf den Effizienzvergleich zu Doppelberücksichtigung und überlagernden Anreizen führen würde. Auf Basis der vorliegenden Folien kann eine zukünftige Verwendung derzeit nicht bewertet werden.

5.4. Handlungsempfehlungen – Möglicher Zeitrahmen (Folie 45)

Die BNetzA-Gutachter haben einen möglichen Zeitrahmen für die vorgeschlagenen Weiterentwicklungen skizziert. Ein Zeitrahmen kann jedoch immer nur in Verbindung mit den Inhalten und der jeweiligen Ausgestaltung diskutiert werden. Auch hier wäre somit zunächst die Veröffentlichung des Gutachtens notwendig.

Auf Basis der bisher vorliegenden Informationen können zum Zeitrahmen nur erste Stichpunkte genannt werden:

- Zur Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen könnten nur bei einer positiven Kosten-Nutzen-Abwägung ab der 4. Regulierungsperiode die Vorarbeiten beginnen (Definition, Abgrenzung, Klärung technischer Fragestellungen, Rollout der Erfassung auf MS-Ebene, Sicherstellung der Datenqualität, Aufbau einer robusten Datenbasis).
- Die transparente Darstellung von Qualitätskennzahlen ist bereits Praxis (SAIDI, ASIDI), kann aber verbessert werden. Ein zusätzlicher Ausweis von MAIFI-Kennzahlen für die MS-Ebene könnte erst auf einer robusten Datenbasis und somit frühestens zum Ende der 4. Regulierungsperiode erfolgen.
- Die Aufnahme von Inhomogenitätsmerkmalen kann derzeit nicht nachvollzogen und bewertet werden.
- Die differenzierte Betrachtung von Kundengruppen erscheint derzeit nicht notwendig und nicht zielführend.
- Die Integration von CEMI/CELID zur Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus ist perspektivisch nicht notwendig und nicht zielführend.
- Die netzbezogene Erfassung auf MS-Ebene sollte aufgrund des hohen Aufwands und nur geringfügiger Vorteile nicht umgesetzt werden.

Anlage: Ausgefüllter BNetzA-Fragebogen

Ansprechpartner:

Victor Fröse
Telefon: +49 30 58580-195
froese@vku.de

Jan Kiskemper
Telefon: +49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de