

Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze

Untersuchung im Auftrag der

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Endbericht

20. Oktober 2010

CONSENTec

**Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH**

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

**Forschungsgemeinschaft für
Elektrische Anlagen und Strom-
wirtschaft e.V. (FGH)**

Hallenweg 40
D-68219 Mannheim

Frontier Economics Limited

Kranhaus Mitte
Im Zollhafen 18
D-50678 Köln

Inhalt

1	Gutachtauftrag	1
2	Gesamtkonzept	3
2.1	Zielsetzung	4
2.2	Wirkungsweise des Q-Elements	6
2.3	Grundvariante	12
2.3.1	Grundsätze	12
2.3.2	Einführung	13
2.3.3	Datengrundlage	13
2.3.4	Qualitäts-Erlös-Funktion	14
2.3.5	Kenngrößen	15
2.3.6	Bestimmung von Referenzwerten	18
2.3.7	Erfassung von Versorgungsunterbrechungen	18
2.3.8	Monetarisierung	21
2.3.9	Kappungsgrenzen für die Risikobegrenzung	22
2.3.10	Durchschnittsbildung zur Dämpfung der Volatilität	24
2.3.11	Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede	26
2.4	Weiterentwicklung	28
2.4.1	Ergänzungen	28
2.4.2	Erweiterung	28
2.5	Diskussion von Alternativen und Begründung der Grundvariante	31
2.5.1	Festlegung von Zielvorgaben	31
2.5.2	Erfassung von kürzeren Versorgungsunterbrechungen	31
2.5.3	Abgrenzung von durch Dritte verursachten Versorgungsunterbrechungen	32
2.5.4	Totband in der Qualitäts-Erlös-Funktion	33
3	Quantitative Untersuchungen	35
3.1	Belastbarkeit der Datenbasis	35
3.1.1	Motivation	35
3.1.2	Einflussgrößen des Erfassungsprozesses	35
3.1.3	Stochastik der DISQUAL-Kennzahlen	41

3.2 Analytische Untersuchungen von Struktureinflüssen	46
3.2.1 Vorüberlegungen	46
3.2.2 Untersuchungsmethodik	50
3.2.3 Durchführung und Ergebnisse der Modelluntersuchungen	52
3.2.4 Abschätzung der Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung	65
3.3 Statistische Untersuchungen struktureller Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	68
3.3.1 Methodisches Vorgehen	69
3.3.2 Untersuchte Parameter	71
3.3.3 Bestimmung signifikanter Strukturparameter	72
3.3.4 Korrelation signifikanter Strukturparameter für die MS-Ebene	86
3.3.5 Funktionsbestimmung für signifikante Strukturparameter	88
3.4 Monetarisierung	99
3.4.1 Ermittlung der Ausfallkosten für Deutschland	100
3.4.2 Überführung in einen Monetarisierungsfaktor	115
3.4.3 Internationaler Vergleich	120
3.4.4 Differenzierung von geplanten und ungeplanten Unterbrechungen	128
3.4.5 Quantifizierung der Kappungsgrenzen	129
3.4.6 Fazit	132
4 Wirkungsanalyse	134
4.1 Datengrundlage	134
4.2 Berechnungen für die Mittelspannung	135
4.3 Berechnungen für die Niederspannung	136
4.4 Gesamtbetrachtung	137
Literatur	143
A Ergebnisse zu gebietsstrukturellen Einflussparametern	A-1
B Modellbildung und Umsetzung der Modellnetzanalyse	B-1
C Modellbildung und Umsetzung der Zuverlässigkeitsanalyse	C-1

1 Gutachtauftrag

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sieht in Teil 2 Abschnitt 4 (§§ 18-21) vor, dass im Rahmen der Anreizregulierung Qualitätsvorgaben eingeführt werden sollen, um einen langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb der Energieversorgungsnetze sicherzustellen. Konkret ist hierzu ein Qualitätselement (Q-Element) in der Regulierungsformel zur Ermittlung der Erlösobergrenze für Netzbetreiber enthalten, mit dem Erlöszu- oder -abschläge in Abhängigkeit von der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit eines Netzes ermittelt werden. Für Stromnetze soll das Q-Element im Laufe der ersten Regulierungsperiode eingeführt werden, soweit der Bundesnetzagentur hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen, spätestens jedoch zur zweiten Regulierungsperiode. Für Gasnetze soll die Einführung des Q-Elements zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen, soweit hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Die Gestaltung des Q-Elements wird in § 19 und § 20 ARegV weiter präzisiert. § 21 ARegV ermächtigt die Bundesnetzagentur darüber hinaus, Berichte zum Investitionsverhalten von den Netzbetreibern anzufordern, um etwaige nachteilige Auswirkungen der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten feststellen zu können. Nach § 31 Abs. 1 ARegV ist die Veröffentlichung der Kennzahlvorgaben sowie der Abweichungen durch die BNetzA vorgesehen.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) einen Auftrag an Consentec in Kooperation mit FGH und Frontier Economics zur konkreten Ausgestaltung des Q-Elements erteilt. Dabei sollte nur das Q-Element für Stromnetzbetreiber betrachtet werden, nicht für Gasnetzbetreiber. Von den beiden in § 19 ARegV genannten Qualitätsdimensionen, der Netzzuverlässigkeit (Kontinuität der Stromversorgung unter Einhaltung der geforderten Produktqualität) und der Netzleistungsfähigkeit (Fähigkeit der Befriedigung der Nachfrage nach Stromübertragung) sollte nur die Netzzuverlässigkeit betrachtet werden. Die Produktqualität ist dabei im Sinne des § 19 Abs. 3 ARegV als Randbedingung zu betrachten, die technischen Mindeststandards entsprechen (also zum Beispiel hinsichtlich Flickerfreiheit und insbesondere Spannungsstabilität die einschlägigen technischen Regelwerke einhalten) muss, nicht jedoch ein eigenständiger Gegenstand der Qualitätsregulierung sein soll. Das Instrument der Berichte zum Investitionsverhalten sollte auftragsgemäß ebenfalls nicht näher betrachtet werden.

In dem so abgegrenzten Themenfeld sollte ein konkretes Konzept mit Umsetzungsempfehlungen entwickelt werden. Die Arbeits- und Zwischenergebnisse wurden in einer Reihe von

Arbeitstreffen intensiv mit der Bundesnetzagentur diskutiert und abgestimmt sowie in zwei Konsultationstreffen den betroffenen Wirtschaftskreisen präsentiert und mit diesen diskutiert.

Das entwickelte Gesamtkonzept wird in Kapitel 2 vorgestellt und umfasst sowohl strukturelle Aspekte des Q-Elements wie auch die verwendeten Kennzahlen, die Funktionsform der Berechnungsvorschrift und die Form der Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede sowie die für die Anwendung erforderlichen Parameter wie Gewichtung- und Monetarisierungsfaktoren und Parameter zur Berechnung von Referenzwerten unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. Bei der Herleitung quantifizierbarer Parameter in Kapitel 2 haben wir entweder unmittelbar Zahlenangaben aus vorliegenden Untersuchungen oder aus im Laufe des Beratungsprojekts durchgeführten Analysen ermittelt und/oder zeigen konkrete Wege zur künftigen Berechnung der Parameter auf, die die Bundesnetzagentur zu gegebener Zeit selbst auf Basis der von den Netzbetreibern gelieferten und noch zu liefernden Daten und evtl. sonstiger Datenquellen beschreiten kann.

Gewichtungs- und Monetarisierungsfaktoren können gemäß ARegV grundsätzlich entweder durch Kundenbefragungen oder durch analytische Verfahren oder durch Kombination dieser beiden Ansätze ermittelt werden. In unserer quantitativen Untersuchung (Kapitel 3) lag der Fokus auf der Belastbarkeit der Datenbasis (Abschnitt 3.1), analytischen Untersuchungen (Abschnitt 3.2), der statistischen Untersuchung struktureller Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit (Abschnitt 3.3) und der Monetarisierung (Abschnitt 3.4). Im Hinblick auf die Monetarisierung wurden analytische Methoden verwendet, da im Verlauf dieser Untersuchung keine Kundenbefragung durchgeführt oder im Detail vorgezeichnet werden konnte und sollte. In Kapitel 4 stellen wir die Ergebnisse der Wirkungsanalyse für das vorgeschlagene Gesamtkonzept vor und geben die abschließenden Empfehlungen.

2 Gesamtkonzept

Wir stellen zunächst ein Gesamtkonzept für eine *Grundvariante* vor, um anschließend

- die Entscheidungsgründe zu erläutern und
- mögliche Alternativen und Ausgestaltungsoptionen zu diskutieren.

Neben der Grundvariante werden sinnvolle und zukünftig notwendige Erweiterungen aufgezeigt.

Grundlagen unserer Empfehlungen sind dabei in Absprache mit der Bundesnetzagentur:

- Das Q-Element Netzzuverlässigkeit Strom soll möglichst zeitnah wirksam eingeführt werden.
- Als Datengrundlage sollen die auf Basis von § 52 EnWG an die BNetzA gemeldeten Daten verwendet werden, die uns für die Jahre 2006, 2007 und 2008 vorliegen.

Die nächsten Entwicklungsschritte sind frühzeitig zu planen und möglichst verbindlich anzukündigen. Die wesentlichen Gründe hierfür sind, dass

- Planbarkeit aus Sicht der Netzbetreiber hergestellt werden soll und
- möglichst frühzeitige Anreizwirkungen auch über die Grundvariante hinaus erzielt werden sollen und denkbare Fehlentwicklungen so weit wie möglich gar nicht erst entstehen sollen¹.

¹ Hier ist beispielsweise zu berücksichtigen, dass bei dauerhafter Qualitätsregulierung lediglich mit Berücksichtigung der Unterbrechungsdauer und ohne separaten Einbezug und separate Bewertung der Unterbrechungshäufigkeit Anreize entstehen könnten, das Auftreten von häufigen kurzen Versorgungsunterbrechungen eher hinzunehmen, das heißt vorrangig auf die möglichst kurze Dauer von Versorgungsunterbrechungen zu achten. Damit könnte eine Fokussierung auf betriebliche Maßnahmen zu Lasten von Erneuerungsinvestitionen in die Anlagensubstanz und Verlagerung der Ausgaben von CAPEX zu OPEX einhergehen, wodurch die Unterbrechungshäufigkeit steigen könnte, ohne dass sich dies negativ für den Netzbetreiber auswirken müsste. Eine frühzeitige Ankündigung, dass jedenfalls in einer zukünftigen Erweiterung auf Basis einer entsprechenden Datenbasis auch die Unterbrechungshäufigkeit verstärkt einbezogen werden soll, würde derartigen Tendenzen bereits im Vorfeld entgegenwirken.

2.1 Zielsetzung

Qualitätsvorgaben dienen nach § 18 ARegV der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Daneben gelten nach § 32 ARegV i.V.m. § 1 Abs. 1 EnWG die Zielsetzung eines effizienten Netzzugangs sowie einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung. Dabei stehen sich die Kosten des Netzbetriebs und Ausfallkosten aus Kundensicht gegenüber.

Anzustreben ist grundsätzlich, auch unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG (u. a. in der Balance zwischen sicherer und preisgünstiger Versorgung gemäß Abs. 1 sowie zwischen Wettbewerb und Zuverlässigkeit gemäß Abs. 2) eine *gesamtwirtschaftliche Optimierung* (vgl. Bild 2.1). Neben den rechtlichen Vorgaben des EnWG und der ARegV lassen auch Ziel und Zweck des Q-Elements keine andere Orientierung zu. Die gesamtwirtschaftliche Orientierung kann grundsätzlich in unterschiedlichen Netzen unterschiedliche Veränderungen und Niveaus der Qualität nach sich ziehen. Eine *vorab* festgelegte Zielsetzung für Richtung und/oder Geschwindigkeit der Qualitätsentwicklung soll und kann daher grundsätzlich nicht definiert werden (wie zum Beispiel Verhinderung eines Absinkens oder Vermeidung einer weiteren Verbesserung gegenüber dem heutigen Niveau). Eine solche Festschreibung ex ante bestimmter Zielvorgaben und unternehmensindividueller Anpassungspfade ist mit den Vorgaben aus den §§ 19 und 20 ARegV nicht vereinbar. Die quantitativen Untersuchungen und Vergleiche üblicher Qualitätsbewertungen durch Kunden und der netzseitigen Grenzkosten für ihre Bereitstellung zeigen aber, dass von einer erheblichen und kurzfristigen Veränderung der Netzzuverlässigkeit nicht auszugehen ist. Vielmehr ist zu erwarten, dass die bestehenden Netze auf mittlere bis längere Sicht ihr hohes Qualitätsniveau beibehalten, Maßnahmen zur Kostensenkung kurzfristig eher geringe Auswirkungen in Richtung einer Qualitätsreduktion aufweisen dürften und bei sorgfältiger Untersuchung und sachgerechtem Vergleich von Kosten und Nutzen in einer Vielzahl von Fällen vielmehr eine Qualitätsverbesserung durch kostengünstige Maßnahmen erreicht werden kann (vgl. Abschnitt 3.2.4). Diese Tendenz zu einer Qualitätsverbesserung zu geringen Kosten wird gestärkt durch die Entwicklungen, die unter den Überschriften "Smart Metering" und "Smart Grids" bereits intensiv diskutiert werden. Hierdurch werden vielfach die Möglichkeiten der Netzbetreiber verbessert, mit geringem zusätzlichen, das heißt über die (allerdings zunächst erheblichen) Investitionen in ‚smarte‘ Technologien hinausgehenden, Einsatz von Kapital oder Personal- und anderem Betriebsauf-

wand Störungen an Netzbetriebsmitteln schnell, zuverlässig und mit höherer Präzision zu erkennen, einzugrenzen und einer Behebung zuzuführen, so dass Versorgungsunterbrechungen bei den Letztverbrauchern gar nicht erst entstehen oder schneller behoben werden können.

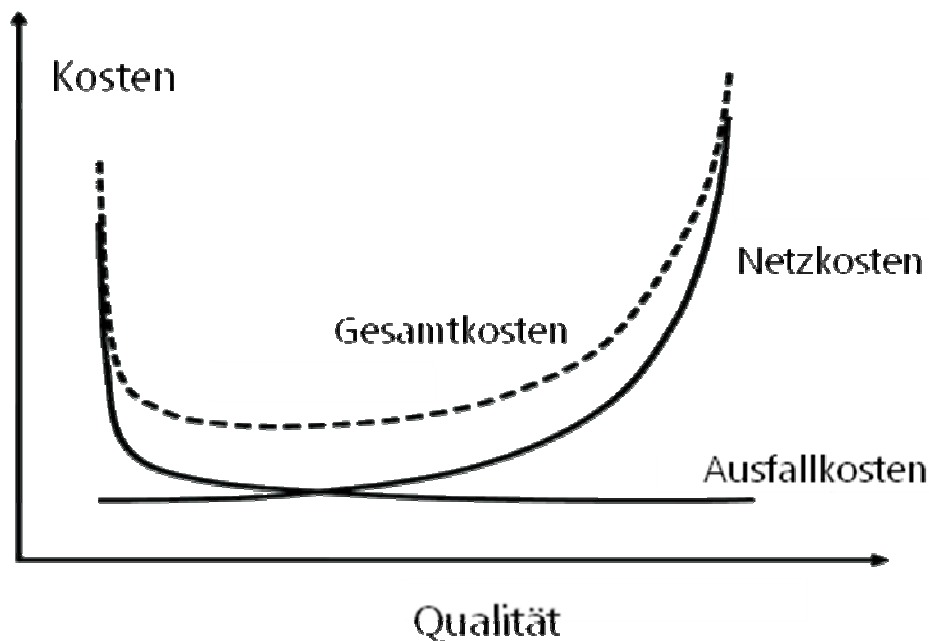


Bild 2.1: Grundlegende Zusammenhänge zwischen Qualität und Kosten (schematisch)

Die Vorgaben in § 19 Abs. 1 ARegV stellen Zu- und Abschläge für Abweichungen von Qualitätsvorgaben gleichberechtigt nebeneinander. Hinweise für eine gezielte Ungleichbehandlung von Über- und Untererfüllung von Qualitätsvorgaben finden sich in der ARegV nicht, so dass die Gesamthöhe der Netzerlöse der Gesamtheit aller Netzbetreiber durch die Qualitätsregulierung nicht angetastet werden sollte. Eine Veränderung des Gesamtniveaus der Netzerlöse durch die Qualitätsregulierung würde auch die Grundlagen anderer regulatorischer Entscheidungen verändern. Durch die grundsätzliche Erlösneutralität des Q-Elements für die Gesamtheit der Netzbetreiber kann hingegen vermieden werden, dass sich die durchschnittliche Risikodisposition und Rentabilität über alle Netzbetreiber systematisch ändert, so dass hieraus auch kein Bedarf für eine Überprüfung der Eigenkapitalverzinsung resultiert.

Im Sinne einer *Erlösneutralität der Qualitätsregulierung* soll daher mit der Einführung des Q-Elements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Erwartungswerte der Boni und Mali des Q-Elements über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen. Die Ergebnisse von Modellrechnungen, die diese Möglichkeit praktisch darlegen, finden sich in Kapitel 4.

2.2 Wirkungsweise des Q-Elements

Regulierungsinstrumente, die eine Verbindung zwischen den Erlösvorgaben für einen Netzbetreiber und dem Niveau eines betrachteten Qualitätsmerkmals in seinem Netz schaffen, können, je nach Zielsetzungen, unterschiedlich gestaltet sein. Die Ansätze lassen sich grob in drei Grundmodelle einteilen [14]:

- Zielgrößen für die Netzzuverlässigkeit können als verbindliche **Mindeststandards** vorgegeben werden, deren Verletzung durch Pönalen sanktioniert wird. Denkbar sind zum Beispiel Maximalwerte für die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit oder andere Kenngrößen in einem Netz. Da dieser Ansatz nur Strafzahlungen für zu geringe Qualität vorsieht, jedoch keine Belohnung für eine Übererfüllung der Standards, wirkt er insgesamt erlösreduzierend oder bestenfalls erlösneutral. Eine wesentliche Schwierigkeit dieses Modells besteht in der Anforderung an die Regulierungsbehörde, konkrete Zielwerte für Zuverlässigkeitskenngrößen festzulegen und somit die Frage nach dem „richtigen“ Zuverlässigkeitsniveau selbst zu beantworten. Daneben ist fraglich, ob der Ansatz ausreichend starke monetäre Ansätze setzen und gleichzeitig gegenüber der unvermeidlichen Volatilität von Zuverlässigkeitskenngrößen hinreichend robust sein kann.
- Um der einseitigen negativen Sanktionierung zu entgehen, könnte eine erlösseitige Honorierung bzw. Pönalisierung von **Qualitätsänderungen** erwogen werden. Die monetäre Bewertung erfolgt dabei durch Erlöszu- oder -abschläge in Abhängigkeit davon, in welche Richtung und wie stark sich die Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzbetreibers von einem Betrachtungszeitraum (zum Beispiel einem Jahr) zum nächsten ändern. Auch dies setzt eine Festlegung konkreter Zielvorgaben durch die Regulierungsbehörde voraus, verbunden mit den oben erwähnten Schwierigkeiten. Dieser Ansatz kann fraglos starke Anreize zur Änderung des Qualitätsniveaus hin zu den Zielvorgaben vermitteln und wird daher insbesondere in Ländern mit einem im Ausgangszustand stark unbefriedigenden Zuverlässigkeitsniveau angewendet. Sobald jedoch Netzbetreiber die Zielvorgaben übererfüllt haben, können fragwürdige Ergebnisse wie die Belohnung einer bewussten Zuverlässigkeitsverschlechterung auftreten. Zudem können widersprüchliche Anreize entstehen, wenn gleichzeitig Zielvorgaben gelten und monetäre Bewertungen der Änderungsschritte vorgenommen werden. So kann das betriebswirtschaftlich optimale Niveau für einen Netzbetreiber unterhalb der Zielvorgabe liegen.

- Das dritte Grundmodell verzichtet auf die Festlegung konkreter Zielvorgaben. Statt einer Sanktionierung der Nicht-Erfüllung von Mindeststandards oder einer Honorierung von Änderungsschritten hin zu Zielvorgaben werden Erlöszu- oder -abschläge hierbei in Abhängigkeit vom erreichten **Qualitätsniveau** ermittelt. Dieser Ansatz erfordert die Festlegung von Referenzwerten: Bei Überschreitung der Referenzwerte werden die Erlösvorgaben erhöht, bei Unterschreitung abgesenkt. Die Referenzwerte sind jedoch nicht als Zielvorgaben aufzufassen, sondern als Rechengrößen, die in erster Linie die Erlöswirkung dieses Regulierungsinstruments in der Gesamtheit der Netzbetreiber bestimmen, nicht jedoch die Anreizwirkung für den einzelnen Netzbetreiber. Diese wird vielmehr durch die monetären Bewertungsfaktoren, das heißt die *Qualitätspreise* oder *Anreizraten* bestimmt, mit denen die Abweichungen der Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzbetreibers von den Referenzwerten bewertet werden. Dieses Modell eröffnet Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Optimum muss dabei keineswegs mit dem Referenzwert übereinstimmen und auch nicht im Vorhinein von der Regulierungsbehörde ermittelt werden. Vielmehr ermöglicht das Modell langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Diese Entwicklung setzt voraus, dass die Qualitätspreise in Höhe des kundenseitig empfundenen Wertes der Qualität angesetzt werden, was ebenfalls hohe Ansprüche an die Parametrierung durch die Regulierungsbehörde stellt, die aber einfacher zu erfüllen sind als die Bestimmung optimaler Zielvorgaben für Qualitätskenngrößen.

Nach Ansicht der Gutachter ist das dritte Modell unter der in Deutschland gegebenen Voraussetzung eines bereits sehr hohen Zuverlässigkeitsniveaus, das zumindest im Durchschnitt keine erheblichen Anstrengungen zur Qualitätsverbesserung mit entsprechender Kostenwirkung rechtfertigt, am besten geeignet. Es erfordert keine Festlegung individueller Zielvorgaben und eröffnet den Netzbetreibern Optimierungsspielräume, innerhalb derer das jeweils optimale Niveau angestrebt werden kann. Ein Risiko besteht hierbei, wie die Diskussion mit der Branche bereits gezeigt hat, allerdings in der möglichen Fehlinterpretation der Referenzwerte als Zielvorgaben. Dies muss bei der Erörterung des Modells nicht nur zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern, sondern auch gegenüber Netzkunden und Netzeigentümern berücksichtigt werden.

Die ARegV sieht als Instrument für die Qualitätsregulierung im Sinne der obigen Ausführungen im Wesentlichen das „Qualitätselement“ vor, das aus den Abweichungen zwischen erfassten Qualitätskennzahlen und Kennzahlvorgaben ermittelt wird und sich in Erlöszu- oder -abschlägen ausdrückt. Die Referenzwerte können bei diesem dritten Modell als die von der ARegV geforderten Kennzahlvorgaben (nicht jedoch als Zielvorgaben!) interpretiert werden und sollten dementsprechend als bundesweite gewichtete Durchschnittswerte ermittelt werden. Auf diese Weise wird erreicht, dass sich die ermittelten Erlöszu- und -abschläge aller Netzbetreiber näherungsweise kompensieren und das Qualitätselement insgesamt weitgehend erlösneutral wirkt. Der Bezug auf Durchschnittswerte, die regelmäßig aktualisiert werden, ermöglicht auch eine allmähliche Anpassung der Referenzwerte an die allgemeine Entwicklung des Qualitätsniveaus. Hierdurch wird eine flexible Fortentwicklung des Konzepts erreicht, ohne dass sprunghafte Änderungen der Referenzwerte zu erwarten sind.

Demzufolge sind Kennzahlvorgaben gemäß § 20 Abs. 2 ARegV im Sinne von *Referenzwerten* zu verstehen und nicht als *Zielvorgaben* (evtl. in Verbindung mit Anpassungspfaden), die als bindende Vorgabe für Netzplanung und –betrieb zu betrachten wären. Die Einhaltung und Durchsetzung von Zielvorgaben wäre regulatorisch am direktesten zu erreichen, indem eine Überschreitung ohne Erlösauswirkungen behandelt würde, während eine Unterschreitung zu deutlichen ("spürbaren") Erlösminderungen führen würde. Bei einer Möglichkeit, die Zielvorgaben sicher und zweifelsfrei zu ermitteln, könnte sogar an prohibitive Sanktionen gegen Unterschreitungen solcher Zielvorgaben (im Sinne von allgemeingültigen und verbindlichen *Mindeststandards*²) gedacht werden.

Referenzwerte erlauben hingegen gezielt eine Über- oder Unterschreitung gleichwertig zu anderen Optimierungsüberlegungen der Netzbetreiber. Anreizelemente – und hierzu zählt auch das Q-Element nach ARegV – stellen solche variablen Mechanismen dar, die eine Über-

² Mindeststandards sind in diesem Sinne verpflichtende Vorgaben, die zwingend einzuhalten sind, und deren Nichteinhaltung zu erheblichen Sanktionen (Bußgeldern, Haftungsansprüchen oder gar strafrechtlichen Konsequenzen) führen kann. Derart verpflichtend gestaltete Mindeststandards sind nicht zu verwechseln mit sog. *overall/guaranteed standards* wie zum Beispiel maximale jährliche Unterbrechungsdauern für einzelne Kunden, bei deren Verletzung Kompensationen an die betroffenen Kunden gezahlt werden. Overall/guaranteed standards sind im Rahmen der ARegV nicht explizit vorgesehen.

oder Unterschreitung von Referenzwerten bewusst zulassen und den Unternehmen damit Freiheitsgrade und eigenes Optimierungspotenzial eröffnen.

Referenzwerte können hierfür als gewichtete Durchschnittswerte entsprechend § 20 Abs. 2 ARegV berechnet werden und sind damit unbeeinflusst von arbiträren Wertungen. Über- oder Unterschreitungen von gewichteten Durchschnittswerten sind systemimmanent; eine schnelle oder deutliche Veränderung des heutigen Niveaus ist, wie oben bereits erläutert, nicht zu erwarten.

Eine Vermischung der Begriffe und Bedeutungen von Zielwerten und Referenzwerten als Kennzahlvorgabe wird in Diskussionen um die praktische Umsetzung auftreten, möglicherweise bis hin zu dem Fehlverständnis, dass ein Referenzwert eine zwingend einzuhalten- de Zielvorgabe wäre. Diskussionsbedarf kann insbesondere bei der Unterschreitung von Kennzahlvorgaben nicht völlig vermieden werden, wenn in der unternehmensinternen Entscheidungsfindung oder in der öffentlichen Diskussion, ggf. auch mit öffentlichen Einrichtungen oder Mandatsträgern, das Qualitätsniveau in einer Region oder eines Netzbetreibers beobachtet, dokumentiert und bewertet wird. (Über- oder Unterschreitungen der Referenzwerte, die durch strukturelle Unterschiede begründet und damit auch gerechtfertigt sind, sollen in der Ermittlung von gewichteten Durchschnittswerten als Kennzahlvorgabe berücksichtigt werden³; hierdurch dürften derartige Diskussionen erheblich versachlicht werden.)

Darüber hinaus können Über- oder Unterschreitungen der Referenzwerte heute wie zukünftig in unternehmerischen Entscheidungen der Vergangenheit oder Gegenwart begründet sein. Solche Abweichungen sind per se nicht zu beanstanden, sondern sollen in einer anreizorientierten Qualitätsregulierung gerade ermöglicht und durch einen unternehmerischen Optimierungsprozess gezielt erreicht werden.

Ein ausschließliches Abstellen auf individuelle historische Werte der Versorgungszuverlässigkeit der jeweiligen Netzbetreiber würde zu *windfall profits/losses* führen, da unterschiedliche Abweichungen im Status quo nicht sachgerecht berücksichtigt würden. Folglich würde beispielsweise eine geringe Versorgungszuverlässigkeit eines Netzbetreibers im Vergleich zum Durchschnitt aller Netzbetreiber zunächst ohne Erlösminderungen behandelt und eine

³ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitte 3.2 und 3.3.

Verbesserung gegenüber diesem individuellen Ausgangsniveau bereits zu Mehrerlösen führen, während für ein historisch sehr zuverlässiges Netz bereits ein Absinken der Qualität (auf ein immer noch überdurchschnittliches Niveau) schon Mindererlöse bewirken würde. Neben der Aufgabe, korrekte Anreize für die künftige Entwicklung der Qualität zu setzen und eine durch Kostensenkungsdruck hervorgerufene Vernachlässigung der Qualität zu verhindern, kommt dem Q-Element aber auch die Aufgabe zu, bestehende Qualitätsunterschiede zu berücksichtigen. Hierzu bestimmt bereits § 21a Abs. 5 EnWG, dass bei der Ermittlung von Effizienzvorgaben u.a. die bestehende Effizienz und die Versorgungsqualität berücksichtigt werden müssen. § 20 Abs. 2 ARegV präzisiert dann weiter, dass Kennzahlvorgaben als gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln sind. Durch diesen Bezug auf gewichtete Durchschnittswerte werden windfall profits/losses vermieden und die Effizienzbewertung um eine Qualitätskomponente in der Erlösobergrenze sachgerecht ergänzt. Der Bezug auf gewichtete Durchschnittswerte bewirkt in Kombination mit einer linearen (ungekappten) Qualitäts-Erlös-Funktion auch die Erlösneutralität des Q-Elements insgesamt.

Wichtig ist, dass der Erlösausgleich zwischen Netzbetreibern mit unterschiedlicher Qualität durch den Bezug auf einen gewichteten Durchschnitt ausschließlich ein Verteilungseffekt ist und die Anreizwirkung des Q-Elementes nicht beeinflusst. Dies verringert zwar nicht die wirtschaftliche Bedeutung der Bestimmung des gewichteten Durchschnittswertes (und auch der Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede entsprechend § 20 Abs. 2 ARegV); gerade durch die Bestimmung der Bezugswerte als gewichtete Durchschnittswerte *ohne* wesentlichen Einfluss des einzelnen Netzbetreibers auf seine eigenen Erlöszu- oder -abschläge wird aber erst die Möglichkeit geschaffen, dass – korrekte Parametrierung und Aktualisierung vorausgesetzt – tatsächlich eine nachhaltige Anreizwirkung des Q-Elementes sichergestellt werden kann. Die Anreizwirkung beruht dann ausschließlich auf der Höhe der Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion, die als Qualitätspreis, Monetarisierungsfaktor oder Anreizrate verstanden oder bezeichnet werden kann. Dies verdeutliche die nachstehende Darstellung in Bild 2.2.

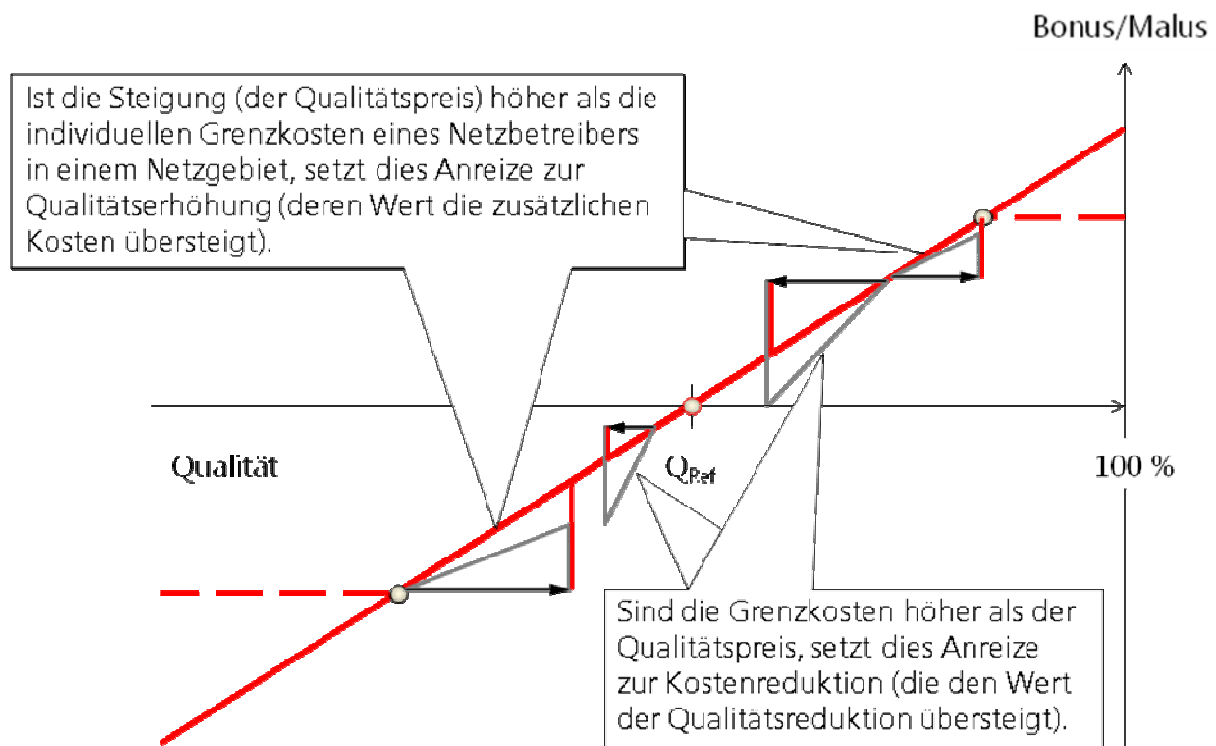


Bild 2.2: Anreizwirkung der Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion (schematisch)

In den in der Legende links oben gekennzeichneten Fällen ist die Steigung der roten Qualitäts-Erlös-Funktion (gleichbedeutend der Anreizrate oder dem Qualitätspreis) höher als die individuellen Grenzkosten eines Netzbetreibers in einem Netzgebiet (graue Dreiecke). Bei Durchführung einer Maßnahme entstehen ihm dadurch Mehrerlöse, die die Kosten der Maßnahme übersteigen, so dass der Anreiz wirkt, die Maßnahme der Qualitätserhöhung durchzuführen; dies ist auch volkswirtschaftlich sinnvoll, weil der Wert der Qualitätserhöhung die zusätzlichen Kosten übersteigt.

In den in der Legende unten rechts gekennzeichneten Fällen liegen hingegen die Kosten einer Maßnahme höher als die Zusatzerlöse für den Netzbetreiber (entsprechend dem Wert der Qualitätsverbesserung), so dass die Durchführung der Maßnahme weder einzelwirtschaftlich für den Netzbetreiber noch gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist.

An diesen Anreizwirkungen ändert eine unterschiedliche Bestimmung des Referenzwertes, also eine Verschiebung des Nulldurchgangs der Erlös-Qualitäts-Funktion nichts, denn die Verhältnisse zwischen den jeweiligen Grenzkosten und den Grenzerlösen werden nur durch die Steigung (also Anreizrate oder Qualitätspreis) bestimmt und durch eine Veränderung des Referenzwertes nicht beeinflusst. Sie sind auch nicht abhängig von der aktuellen Qualität des Netzbetreibers, also der Lage seines Qualitätswertes entlang der Ordinate. Bei Über- oder

Unterschreitung des Referenzwertes (und damit bei insgesamt entstehenden Mehr- oder Mindererlösen eines Netzbetreibers) kann bei Durchführung einer kostengünstigen Maßnahme ein Erlöszuwachs durch eine Qualitätsverbesserung erzielt werden.

Damit kommt der Monetarisierung (also der Bestimmung von Qualitätspreis oder Anreizrate aus Sicht der Kunden) eine wesentliche Bedeutung für die Anreizwirkung zu.⁴ Aus Sicht des Netzbetreibers kommt der Ermittlung der Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung die gleiche Bedeutung zu, um die Qualität dem Anreizsystem entsprechend zu optimieren. Diese Grenzkosten sind stets von den individuellen Verhältnissen abhängig, zum Beispiel von gebietsstrukturellen Gegebenheiten, der individuellen Netzkonfiguration und der bestehenden Qualität, so dass die Festlegung eines allgemeingültigen Qualitätsniveaus ohne Ansehen des Einzelfalls nicht erfolgen kann und soll. Der Qualitätspreis aus Sicht der Kunden ist hingegen zunächst – mangels Differenzierungsmöglichkeiten – einheitlich zu bestimmen, was gegenüber dem heutigen Zustand (Qualitätspreis null) eine deutliche Verbesserung darstellt. Eine detaillierte Erfassungsmethodik der Kundensicht, beispielsweise in Form einer Kundenbefragung, sollte zügig entwickelt werden, um eine differenziertere Erfassung der Qualitätsbewertung bei unterschiedlichen Kundengruppen zu ermöglichen, die dann in gewissem Umfang auch eine mittelbare Wirkung gebietsstruktureller Merkmale auf die Qualitätsbewertung mit sich bringen können. Dies ist dann zu erwarten, wenn in bestimmten Gebieten solche Kundengruppen besonders stark vertreten sind, die eine ausgeprägte (hohe oder niedrige) Wertschätzung der Versorgungszuverlässigkeit aufweisen.

2.3 Grundvariante

2.3.1 Grundsätze

Auch für die im ersten Schritt möglichst bald einzuführende Grundvariante gelten die Grundsätze, dass die *gesamtwirtschaftliche Optimierung* erreicht werden kann, wenn eine hinreichende Differenzierung und Präzisierung der Qualitätskenngrößen vorgenommen wird und die Bewertung der Versorgungsqualität möglichst kundenorientiert und belastbar erfolgt. Eine

⁴ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.4.

Kundenbefragung war im Rahmen dieser Konzeptionierung und Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit Strom nicht vorgesehen. Vielmehr sollten analytische Methoden zur monetären Bewertung gemäß § 20 Abs. 3 ARegV untersucht werden.

Nach Einführung des Q-Elements sollten auf Basis der Grundvariante Weiterentwicklungen erfolgen und die Erreichung der gesamtwirtschaftlichen Optimierung sichergestellt werden. Eine möglichst frühzeitige wirksame Einführung des Q-Elements stellt bei sorgfältiger Ausgestaltung eine Verbesserung gegenüber dem heutigen Status quo dar, in dem keine Anreize zugunsten der Qualitätsoptimierung bestehen und unterschiedliche bestehende Qualitätsniveaus für die Erlösbestimmung überhaupt nicht berücksichtigt werden.

In der Grundvariante kann die *Erlösneutralität* (vgl. Abschnitt 2.1) erreicht werden, indem das Q-Element als symmetrischer Mechanismus ausgestaltet wird und die Referenzwerte jeweils als gewichtete Durchschnittswerte über alle betroffenen Netzbetreiber bestimmt werden. Diese Bezugnahme auf gewichtete Durchschnittswerte ist bereits durch § 19 Abs. 1 S. 2 und § 20 Abs. 2 ARegV vorgegeben.

2.3.2 Einführung

Die Einführung des Q-Elements in der Grundvariante sollte auf Basis des hier dargestellten Konzeptes, der zu Grunde gelegten Datenbasis⁵ und der hierauf erfolgten Parametrierung möglichst frühzeitig so erfolgen, dass für die Umsetzung durch die Regulierungsbehörden und die Unternehmen ausreichend Zeit zur Verfügung steht.

2.3.3 Datengrundlage

Als Datengrundlage sind die nach § 52 EnWG von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur zu meldenden Versorgungsunterbrechungen zu verwenden. Damit erfolgt eine Beschränkung auf die vorliegende Datenbasis und weitere Datenabfragen können im Wesentlichen vermieden werden. Ergänzend werden in unserer Analyse Strukturdaten aus den Abfragen zur Durchführung der Effizienzbewertung herangezogen. Die Belastbarkeit dieser Datenbasis ist im Wesentlichen gegeben, wobei Plausibilitätsprüfungen und Korrekturen in Einzel-

⁵ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.1.

fällen und Nacherhebungen fehlender Einzeldaten nicht ausgeschlossen sind. Daten für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV werden nicht einbezogen, da für diese Unternehmen gemäß § 24 Abs. 3 ARegV die Anwendung des Q-Elements ausgeschlossen ist.

2.3.4 Qualitäts-Erlös-Funktion

Die kundenorientierte Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit muss zunächst ohne die Durchführung einer Befragung der Letztverbraucher in Deutschland erfolgen. Daher ist eine Auswertung der Literatur, internationaler Untersuchungen und Praxisentscheidungen sowie makroökonomischer Analysen vor dem Hintergrund der deutschen Gegebenheiten als kundenorientierte Bewertungsbasis heranzuziehen. Zudem erfolgt eine Absicherung durch Verwendung analytischer Methoden (vgl. hierzu ausführlicher Kapitel 3).

Die Ausgestaltung des Q-Elements soll einem möglichst einfachen Aufbau folgen und hierbei einen symmetrischen und linearen Verlauf der Erlös-Qualitäts-Funktion beinhalten. Dies bedeutet insbesondere einen Verzicht auf ein Totband und nichtlineare Kurvenverläufe⁶.

Die nachfolgende Darstellung in Bild 2.3 zeigt den schematischen Verlauf der Qualitäts-Erlös-Funktion.

⁶ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 2.5.4.

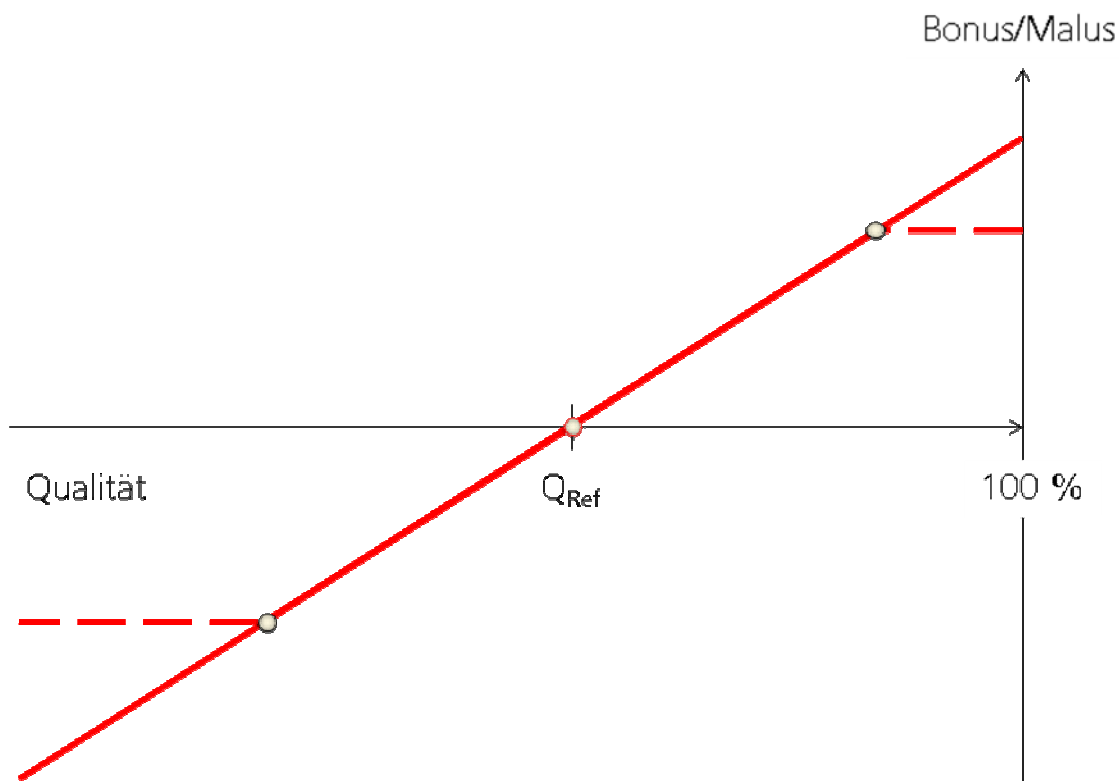


Bild 2.3: Qualitäts-Erlös-Funktion (schematisch)

Maßgebliche Elemente sind der mengengewichtete Durchschnitt (Referenzwert, Q_{Ref}) als Kennzahlvorgabe, eine konstante Steigung der Funktion, entsprechend einer einheitlichen Monetarisierung, wie in Abschnitt 3.4 ausführlich begründet, und eine risikoorientierte und erlösneutrale Kappung, die in Abschnitt 3.4.5 näher erläutert wird. Die in dieser schematischen Darstellung nicht enthaltene Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale wird in den Abschnitten 3.2 und 3.3 hergeleitet und die praktische Umsetzung in den Abschnitten 4.2 und 4.3 beschrieben.

2.3.5 Kenngrößen

Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit soll über die kumulierte Dauer der Versorgungsunterbrechungen (genauer: Nichtverfügbarkeiten) erfolgen und in Form der auch international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngröße⁷ SAIDI⁸ parametrisiert werden. Die

⁷ DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

weiteren in § 20 ARegV explizit genannten DISQUAL-Kenngrößen SAIFI⁹ und CAIDI¹⁰ sollen in der Grundvariante zunächst nicht verwendet werden, da – zumindest auf kürzere Sicht – auch die Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen durch die Kenngröße SAIDI mit abgedeckt wird. Denn jede (auch kurze) Versorgungsunterbrechung wird nicht nur durch SAIFI erfasst, sondern trägt auch zu einem höheren SAIDI bei. Insbesondere vor dem Hintergrund der spezifischen deutschen Gegebenheiten – mit einer Erfassung der Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten und einer gesamten Nichtverfügbarkeit (entsprechend SAIDI) im gewichteten Durchschnitt über Deutschland im Bereich von 20 Minuten je Kunde und Jahr¹¹ – wird deutlich, dass jede erfasste Versorgungsunterbrechung in der Regel auch einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf den SAIDI-Wert des Netzbetreibers

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

- ⁸ Die Nichtverfügbarkeit beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr. Für die Berechnung wird die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen im Betrachtungszeitraum, gewichtet mit der Anzahl betroffener Kunden oder einer als Kundenäquivalent dienenden Größe, durch die Anzahl der Kunden bzw. dem Kundenäquivalent dividiert. Der IEEE-Standard 1366-2003 unterscheidet je nach Wahl der Bezugsgröße die Kennzahlen System Average Interruption Duration Index SAIDI (bei Bezug auf die versorgte Kundenanzahl) und Average System Interruption Duration Index ASIDI (bei Bezug auf die gespeiste installierte Bemessungsscheinleistung). Für die MS-Ebene sieht die Allgemeinverfügung zu §52 EnWG die Erfassung der unterbrochenen installierten Leistung von Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren vor, so dass die auf Basis dieser Zahlen ermittelte Kennzahl gemäß IEEE-Definitiorik streng genommen als ASIDI zu bezeichnen ist. Der Diskussionspraxis folgend werden in diesem Bericht dennoch stets vereinfachend SAIDI und entsprechend auch die analog definierten Kennzahlen System Average Interruption Frequency Index SAIFI und Customer Average Interruption Duration Index CAIDI verwendet.
- ⁹ Der System Average Interruption Frequency Index SAIFI beschreibt die Unterbrechungshäufigkeit als die mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr (s. a. Fußnote 8).
- ¹⁰ Der Customer Average Interruption Duration Index CAIDI beschreibt die Unterbrechungsdauer als die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr (s. a. Fußnote 8).
- ¹¹ Pressemeldung der Bundesnetzagentur vom 25. Januar 2010: Weiterhin hohe Versorgungssicherheit in deutschen Elektrizitätsnetzen.

hat und daher nicht gezielt in Kauf genommen werden dürfte, nur weil SAIFI nicht zum Parametersatz der Grundvariante zählt.

Eine gezielte Einflussnahme des Netzbetreibers auf das Störungsgeschehen mit dem Ziel, eher kurze als lange VU aufzuweisen, ist bei einer Nichtberücksichtigung der Versorgungsunterbrechungshäufigkeit ferner kurzfristig nicht zu erwarten, da keine technische Maßnahme erkennbar ist, die einen solchen Effekt mit deutlichen Kostenvorteilen für den Netzbetreiber kombinieren würde. Langfristig ist dies allerdings anders zu betrachten, da durch längerfristig zurückhaltende Ersatzinvestitionen und geringere Wartung und Instandhaltung das Auftreten von Störungen und in deren Folge auch die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen zunehmen könnte, deren Dauer dann wiederum durch andere Maßnahmen des Netzbetreibers begrenzt werden könnten. Daher sollte auf längere Sicht SAIFI in den Kreis der verwendeten Kenngrößen aufgenommen werden. Bei all diesen Betrachtungen handelt es sich jedoch nicht um Kurzunterbrechungen, da auch SAIFI nur solche Unterbrechungen erfasst, die die Mindestdauer für die Erfassung (heute drei Minuten) erreichen.

Eine Differenzierung der SAIDI-Werte soll zunächst nur nach Netzebenen und nach den gebietsstrukturellen Unterschieden der Versorgungsaufgabe vorgenommen werden, vgl. Abschnitte 3.2 und 3.3.

Ferner soll danach unterschieden werden, ob eine Versorgungsunterbrechung mit oder ohne Ankündigung gegenüber den betroffenen Letztverbrauchern vorliegt. In einem ersten Schritt sollen die nicht angekündigten (sog. ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) vollständig und die angekündigten (sog. geplanten) Versorgungsunterbrechungen nur mit einer Gewichtung von 50% in die Ermittlung der SAIDI-Werte (individuelle Werte und gewichteter Durchschnitt als Referenzwert) eingehen¹².

In einem zweiten Schritt soll ggf. eine Neubewertung der Gewichtung oder eine weitere Differenzierung (zum Beispiel auch hinsichtlich verschiedener Kundengruppen, Unterbrechungsdauern, CAIDI/SAIFI etc.) bei Vorliegen weiterer Informationen – beispielsweise aus der Kundenbefragung – vorgenommen werden. Dies wäre auch Voraussetzung für die Verwendung anderer differenzierter Kenngrößen wie der ebenfalls in § 20 ARegV explizit ge-

¹² Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.4.4.

nannten Kennzahlen ENS (Energy Not Supplied - nicht gelieferte Energie) und "nicht gedeckte Last", für die derzeit keine Datenbasis verfügbar ist (vgl. auch Abschnitte 3.1.3 und 3.4.2.1).

2.3.6 Bestimmung von Referenzwerten

Die Referenzwerte sollen in Abhängigkeit von geeigneten Strukturparametern (siehe Kapitel 3, Abschnitte 3.2 und 3.3) für jede Netzebene bestimmt werden. Die Ermittlung soll als Berechnung des gewichteten Durchschnitts aller vom Q-Element betroffenen Netzbetreiber erfolgen. Dies hat zur Folge, dass die Daten der Unternehmen im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV nicht zur Datengrundlage gehören. Die Referenzwerte sollen entsprechend § 20 Abs. 2 ARegV nicht von der individuellen Qualität des jeweiligen Netzbetreibers abhängen.

Bei der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Einflüssen soll der Kontext der Effizienzbewertung beachtet werden. Hierbei muss allerdings keine vollständige Kongruenz der Parametersätze zwischen Qualitätsregulierung und Effizienzbewertung angestrebt werden, für die es weder sachliche noch rechtliche Gründe gibt. Sachlich ist dies bereits dadurch begründet, dass die Auswirkungen von Parametern auf die Kosten (und damit ihre Relevanz für die Effizienzbewertung) völlig anders sein können als für die Qualität. Auch die Vorgaben aus EnWG und ARegV bewirken keine Gleichsetzung, sondern zielen auf Berücksichtigung gerade jener Strukturparameter dort ab, wo sie sich auch auswirken.¹³ Für die Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede soll nicht auf Strukturklassen zurückgegriffen werden, sondern eine kontinuierliche Funktion Verwendung finden.¹⁴

2.3.7 Erfassung von Versorgungsunterbrechungen

Versorgungsunterbrechungen werden heute einheitlich *ab drei Minuten* Unterbrechungsdauer erfasst. Dies soll auch für die Einführung der Grundvariante unverändert beibehalten werden.

¹³ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitte 3.2 (insbesondere 3.2.1) und 3.3.

¹⁴ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.3.

Dabei sind Versorgungsunterbrechungen für die Ermittlung des Q-Elements nach ihren Ursachen und der Sphäre ihres Entstehens abzugrenzen:

- Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Ereignissen *Höherer Gewalt* sollen nicht berücksichtigt werden.¹⁵
- Versorgungsunterbrechungen mit und ohne vorherige Ankündigung sollen differenziert und bei Ankündigung nur mit einem Gewichtungsfaktor von 50% gewertet werden.¹⁶
- Versorgungsunterbrechungen sind demjenigen Netzbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem/in der ihre Ursache liegt.¹⁷
- Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Zählerwechseln sollen nicht berücksichtigt werden.

Durch die Nicht-Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Zählerwechseln werden verzerrende Effekte ausgeschlossen, die ansonsten auftreten könnten. Solche Verzerrungen würden entstehen, wenn im Rahmen vertrieblicher Aktivitäten von Energielieferanten und/oder Dienstleistern im Zähl- und Messwesen im Zuge der Liberalisierung des Messwesens in ausgesuchten Netzgebieten eine hohe Anzahl von Zählerwechseln durchgeführt würde und ein dadurch verursachter Anstieg der Versorgungsunterbrechungen im betroffenen Netzgebiet als Qualitätsverschlechterung gewertet werden würde.

¹⁵ Hierbei ist für die juristische Abgrenzung von Ereignissen Höherer Gewalt selbstverständlich von der höchstgerichtlichen Rechtsprechung auszugehen. Eine weitergehende Begriffsklärung und Kategorisierung/Präzisierung von Fällen Höherer Gewalt durch die Bundesnetzagentur ist jedoch zur Plausibilitätsprüfung zu empfehlen und sollte ferner dazu beitragen, dass eine einheitliche Handhabung dauerhaft sichergestellt ist. In diesem Zuge sollten auch Hinweise und konkrete Beispiele abgeleitet und den Netzbetreibern zur Erleichterung ihrer künftigen Erfassung bereitgestellt werden.

¹⁶ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.4.4.

¹⁷ Die Versorgungsunterbrechungen werden nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt, das heißt in anderen Netzebenen, bei anderen Netzbetreibern oder durch Fehler in Kundenanlagen hervorgerufene Versorgungsunterbrechungen bleiben außer Betracht. Eine entsprechende Korrektur erfolgt durch Ausklammerung bzw. Nichterfassung der Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Rückwirkungen. Dies ist in den vorliegenden Daten aufgrund des separat erfassten Störungsanlasses „Rückwirkungsstörung“ problemlos möglich.

Die Grundvariante soll sich auf die Verwendung entsprechender Werte für die Mittel- und Niederspannung beschränken. Bei der derzeitigen Erfassungsmethodik werden zwar auch Versorgungsunterbrechungen in Netzen der Hoch- (HS) und Höchstspannungsebene (HöS) im Sinne ihrer Auswirkung auf dort angeschlossene sogenannte Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren erfasst, jedoch erlaubt die Datengrundlage derzeit keine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskennzahlen für diese Spannungsebenen. So verbietet sich bereits aufgrund der Einheiten die Division der erfassten tatsächlich unterbrochenen Wirkflüsse (in MW) durch eine Bezugsgröße aus installierten Bemessungsscheinleistungen (in MVA). Zudem wäre zu definieren, welche installierten Leistungen vor dem Hintergrund der üblicherweise vorhandenen Redundanz in der Umspannung bei Unterbrechungsausmaß und Bezugsgröße anzusetzen sind. Zielführender erscheint ein Bezug der unterbrochenen Wirkflüsse (gewichtet mit den jeweiligen Unterbrechungsdauern) auf die Gesamtenergieabgabe aus diesen Ebenen, was aber lediglich die Berechnung einer Nichtverfügbarkeit erlaubt. Allerdings wird auch dabei nicht das Problem umgangen, dass durch die zunehmende Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen der Lastfluss durchaus nicht mehr nur von der höheren zur niedrigeren Nennspannung fließt. Hinzu kommt eine zu erwartende sehr hohe Stochastik von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzen aufgrund der geringen Anzahl von Versorgungsunterbrechungen, die nach der Definition von Kennzahlen analog zu Kap. 2.3.5 eingehend zu analysieren ist. Daher werden – obwohl bei vorliegender Kennzahl mit dem vorgestellten Konzept grundsätzlich analog behandelbar – HS- und HöS-Netze zunächst aus Datengründen aus der Qualitätsregulierung der Grundvariante ausgenommen.

Ansonsten sollen *alle Anlässe* für Versorgungsunterbrechungen einbezogen und Versorgungsunterbrechungen bei Verursachung durch Dritte dementsprechend nicht abgegrenzt werden, da durch ein Herausrechnen von durch Dritte verursachten Versorgungsunterbrechungen die Anreize für den Netzbetreiber abgeschwächt würden, über öffentliche Informationen, Schulungsmaßnahmen, hochqualitative Planauskünfte etc. auch andere Akteure in die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit einzubinden bzw. derartige Anstrengungen, die von vielen Netzbetreibern heute bereits erfolgreich betrieben werden, konterkariert würden. Ferner stellen Netzbetreiber in hohem Umfang zum Beispiel durch Netzredundanzen oder betriebliche Vorkehrungen (Entstördienst, Bereitschaftsdienst etc.) sicher, dass auch bei fremdverursachten Störungen entweder keine Versorgungsunterbrechung eintritt oder diese nur kurze Zeit dauert; auch die diesbezüglichen Anstrengungen müssen im Q-Element erfasst werden.

2.3.8 Monetarisierung

Der Bonus bzw. Malus als absolute Größe in Euro, um den die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers angepasst wird, entspricht der Abweichung der gemessenen DISQUAL-Größen dieses Netzbetreibers ($SAIDI_{IST}$) vom Referenzwert ($SAIDI_{Ref}$) multipliziert mit dem Monetarisierungsfaktor (Anreizrate) und der Kundenanzahl:

$$\text{Q-Element (Bonus/Malus)} = (SAIDI_{Ref} - SAIDI_{IST}) * \text{Anreizrate} * \text{Anzahl der Kunden}$$

Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, ergibt sich hierbei die Anreizwirkung des Q-Elements für Investitionen in die Netzqualität allein aus der Höhe des Monetarisierungsfaktors (und nicht etwa durch die Wahl des Referenzwertes). Dabei führt das Instrument eines monetären Qualitätsfaktors in der Regulierungsformel dann zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, wenn dieser Faktor die tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten / Nutzen einer verringerten / verbesserten Versorgungsqualität abbildet. Ziel der Monetarisierung muss es daher sein, eine hinreichende Approximation aller Kundenpräferenzen zu liefern, so dass das Instrument der Qualitätsregulierung insgesamt zur Bereitstellung einer effizienten Versorgungsqualität führt.

In dieser Untersuchung werden Gewichtung- und Monetarisierungsfaktoren aus internationalen Untersuchungen und der regulatorischen Praxis in anderen Ländern abgeleitet, Vorläuferuntersuchungen ausgewertet und makroökonomische Untersuchungsmethoden für die deutschen Gegebenheiten herangezogen. Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung von Kundenumfragen bzw. die Kombination dieser beiden Methoden. Eine umfassende Kundenbefragung für Deutschland liegt zum heutigen Stand jedoch noch nicht vor.

Die Schätzung der Ausfallkosten für Deutschland (Value of Lost Load – VOLL¹⁸) auf Basis einer makroökonomischen Analyse für Deutschland und der Auswertung internationaler Studien führt nach Umrechnung auf eine SAIDI-bezogene Anreizrate zu folgenden Werten:

- 10,8-15 €/h/Kunde/a bzw.
- 0,18-0,25 €/min/Kunde/a

¹⁸ Der Value of Lost Load (VOLL) bezeichnet den Wert bzw. die Kosten, die ein Stromausfall beim Kunden hervorruft. Der VOLL ist nicht mit dem Volume of Lost Load (als nicht gedeckte Last) zu verwechseln.

Grundsätzlich ist es im Hinblick auf die eingangs genannte volkswirtschaftliche Optimierung der bereitgestellten Qualität, die mittels des Q-Elements grundsätzlich angestrebt werden sollte, wünschenswert, in den monetären Anreizen die Heterogenität der tatsächlichen Schadenskosten innerhalb der Gruppe der Netznutzer zu berücksichtigen. Falls beispielsweise bestimmte Kundengruppen eine besondere Wertschätzung für Qualität besitzen, sollten grundsätzlich Unterbrechungen dieser Kunden auch höher pönalisiert werden. Bei solchen kundenindividuellen Anreizraten könnte auch ein nicht-linearer Verlauf der Anreizrate umgesetzt werden, um eine abnehmende oder steigende Wertschätzung bei sich ändernder Qualität aus individueller Kundensicht abzubilden. Allerdings setzen solche Differenzierungen zwingend eine Erhebung (und Referenzierung) entsprechender kundenspezifischer Kennzahlen voraus.¹⁹ Aufgrund der derzeit nur auf gesamte Netzebenen bezogene DISQUAL-Größen kann der Monetarisierungsfaktor aktuell zwangsläufig nur auf einer Durchschnittsbetrachtung aufbauen und muss dementsprechend linear ausgelegt sein.

Die genauere Herleitung und Detaildokumentation findet sich in Abschnitt 3.4.

2.3.9 Kappungsgrenzen für die Risikobegrenzung

Zur Begrenzung der Erlösschwankungen und damit der Risiken, die den Netzbetreibern maximal aus dem Q-Element entstehen können, soll – wiederum entsprechend der internationalen Anwendungspraxis – eine Kappung der Erlösauswirkungen des Q-Elements eingeführt werden²⁰. Die Festlegung der Kappungsgrenze erfolgt auf Basis quantitativer Untersuchungen und soll dabei berücksichtigen, dass die Begrenzung der Risikodisposition der ausschließliche Grund für die Kappung ist. Die Kappung soll also nicht mit anderen Zielen oder für andere Zwecke vorgenommen werden wie zum Beispiel die Veränderung der Erlösneutralität oder eine gezielte Korrelation mit den Ergebnissen der Effizienzbewertung. Dementsprechend soll

¹⁹ Ansonsten würden sich für den Netzbetreiber eben keine Anreize ergeben, den Kunden auch eine ihrer jeweiligen Wertschätzung entsprechende Qualität zu gewährleisten. Bei netzbezogenen Kennzahlen besteht im Gegenteil grundsätzlich ein Anreiz, diejenigen Maßnahmen durchzuführen, die zu geringsten Kosten Kennzahlverbesserungen ermöglichen, unabhängig ob die von den Maßnahmen begünstigten Kunden tatsächlich einen entsprechenden Nutzen aus einer erhöhten Qualität ziehen können.

²⁰ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.4.5.

die Kappung erst nach Summierung über alle Netzebenen eines Netzbetreibers durchgeführt werden.²¹

Da die Kappung einen Eingriff in die grundsätzlich symmetrische und erlösneutrale Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion darstellt, müssen die Erlöseffekte einer Kappungsgrenze bei ihrer Parametrierung berücksichtigt werden. Wie in Kapitel 4 genauer gezeigt wird, liegen in der Regel die prozentualen Werte der Mindererlöse bei einigen Netzbetreibern höher als die prozentualen Mehrerlöse (die aber eine höhere Anzahl von Netzbetreibern betreffen, so dass die Erlösneutralität grundsätzlich eintritt). Daher ist zur Wahrung der Erlösneutralität zunächst eine risikoadäquate Kappungsgrenze für die Mindererlöse zu bestimmen; die Kappungsgrenze für die Mehrerlöse ist dann so zu justieren, dass die gleichen Erlöseffekte erreicht werden wie durch die Kappung der Mindererlöse und wird, da hier eine größere Anzahl von Netzbetreibern betroffen sein dürfte, einen geringeren Prozentsatz ergeben als für die Mindererlöse²². Alternativ könnte die Erlösneutralität durch eine Verschiebung des Referenzwertes gewährleistet werden, so dass auch eine in Prozentwerten symmetrische Kappung möglich wäre, allerdings um den Preis, dass für die Ableitung des Referenzwertes ein weiterer Analyseschritt unter Berücksichtigung *erwarteter* Erlöswirkungen vorgenommen werden müsste.

Auch die Bezugsgröße für die Kappungsgrenze sollte der Orientierung auf den ausschließlichen Zweck der Risikobegrenzung Rechnung tragen und daher nur die durchlaufenden Posten in der Kosten- und Erlösbetrachtung der Netzbetreiber ausschließen. Als Bemessungsgrund-

²¹ Dies kann zwar zu dem Effekt führen, dass Netzbetreiber mit mehreren Netzebenen seltener zum Beispiel von einer Kappung negativer Erlöseffekte profitieren als dies der Fall wäre, wenn der Netzbetreiber nur eine Netzebene betreiben würde. Ein entsprechender Ausgleich könnte über eine netzebenenbezogene Kappung der Mehr- und Mindererlöse geschaffen werden. Ähnliche Saldierungsvorgänge finden aber nicht nur zwischen unterschiedlichen Netzebenen, sondern auch zwischen Netzgebieten oder Teilnetzen ein und derselben Netzebene statt, wenn diese vom gleichen Netzbetreiber betrieben werden. Dass hierfür kein Ausgleich geschaffen werden kann, ohne das Gesamtsystem ad absurdum zu führen, ist unmittelbar einsichtig. Dementsprechend sollte auch auf eine netzebenenbezogene Kappung verzichtet werden. Tatsächlich tritt das hohe Risiko bei einem Netzbetreiber, bei dem sich die Einzeleffekte aus vielen Netzebenen und Netzbereichen intern ausgleichen, auch nicht auf, so dass er keines Risikoschutzes durch eine netzebenenbezogene Kappung bedarf.

²² Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.4.5.

lage soll daher die Summe der Gesamterlöse vollständig oder nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile herangezogen werden. International beziehen sich die Kapfungsgrenzen für das Q-Element in den meisten europäischen Ländern auf die gesamten Erlöse bzw. die vollen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber. Eine Differenzierung der Kapfungsgrenzen nach Spannungsebenen, Netzbereichen etc. ist international nicht üblich. Entsprechend der internationalen Praxis schlagen wir für Deutschland daher eine risikoorientierte Begrenzung der negativen Erlöswirkungen auf 3-5% der Erlösobergrenze²³ und eine erlösneutral ausgestaltete Begrenzung der positiven Erlöswirkungen vor.

2.3.10 Durchschnittsbildung zur Dämpfung der Volatilität

Zwei maßgebliche Parameter werden aus statistischen Auswertungen gewonnen, und zwar

- die Kenngrößen der Netzzuverlässigkeit der einzelnen Unternehmen aus der Auswertung und Zusammenfassung der Meldungen über einzelne Versorgungsunterbrechungen und
- die Referenzwerte (Kenngrößenvorgaben) durch die Ermittlung eines gewichteten Durchschnittswertes durch Auswertung der Kenngrößen aller Netzbetreiber unter Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede.

Beide Größen unterliegen stochastischen Einflüssen und Volatilitäten. Diese sind bei den Kenngrößen der einzelnen Unternehmen besonders ausgeprägt, während die Volatilität bei den Durchschnittswerten eben durch die Durchschnittsbildung stark gedämpft wird. Die Volatilität hat direkte Auswirkungen auf die Risikosituation der Netzbetreiber, da eine Schwankung zu sehr schlechten Qualitätskenngrößen in einem Jahr und folglich zu sehr hohen Erlösminderungen führen könnte, so dass auch mehrere Jahre mit guter Qualität möglicherweise noch keinen vollständigen Ausgleich der Liquiditäts- und anderer Risiken schaffen würden. Das Regulierungskonto steht für eine Dämpfung und Begrenzung der Risiken aus dieser Volatilität nicht zur Verfügung, da der Netzbetreiber aufgrund von § 17 Abs. 2 ARegV gerade für den Fall einer Absenkung der Erlösobergrenze (die nach § 4 Abs. 5 ARegV aus der Unterschreitung von Kennzahlvorgaben folgen würde) die Netzentgelte absenken muss und

²³ Vgl. Abschnitt 3.4.5.

daher eine zeitweilige Überschreitung der Erlösbergrenze, die mit späteren Unterschreitungen bei besserer Qualität saldiert werden könnte, rechtlich nicht zulässig ist.

Zu betonen ist, dass die Volatilität der Qualitätskenngrößen nicht mit stochastischen Effekten im Rahmen der Effizienzbewertung vergleichbar ist, sondern um Größenordnungen höher liegt. Dies liegt darin begründet, dass die Entstehung der Störungen in einem hohen Umfang und systematisch durch stochastische Ereignisse ausgelöst wird und daher von Jahr zu Jahr große Schwankungen aufweist, während für die maßgeblichen Input- und Output-Parameter im Effizienz-Benchmarking eine deutliche Veränderung von einem Jahr zum nächsten in der Regel nicht auftreten kann.²⁴

Daher soll für die Ermittlung der Kenngrößenvorgaben (Referenzwerte) und der unternehmensindividuellen Kenngrößen eine zeitliche Durchschnittsbildung vorgenommen werden, die die Schwankungen, die zwischen mehreren Jahren liegen, ausgleicht. Dabei besteht allerdings ein Zielkonflikt zwischen Risikobegrenzung einerseits und Anreizwirkung andererseits, da bei sehr langen Zeiträumen für eine solche Mittelung die Veränderungen der Unternehmenskenngrößen erst sehr spät für das Unternehmen spürbar werden würden. Vor dem Hintergrund der grundlegenden Trägheit des Systems und der Präferenz, möglichst frühzeitige Signalwirkungen für die Netzbetreiber zu berücksichtigen, setzt dies einer Mittelwertbildung über mehrere Jahre klare Grenzen. Daher soll mit der Einführung der Grundvariante eine Mittelwertbildung über drei Jahre vorgenommen werden, was auch im Licht der durchgeführten Konsultationen am 30.06.2009 und am 05.10.2009 einen gut vertretbaren Kompromiss zwischen Anreizwirkung und Risikobegrenzung darstellt und in einem international üblichen Rahmen liegt. Diese Mittelwertbildung über drei Jahre sollte gleichermaßen für die Referenzwerte und die Kenngrößen der einzelnen Netzbetreiber erfolgen. Für die praktische Durchführung der Mittelwertbildung bestehen neben anderen Ausgestaltungsmöglichkeiten die beiden grundsätzlichen Optionen einer *blockweisen Mittelwertbildung* (mit Qualitätsbewertung auf Basis des Durchschnitts der Qualitätskenngrößen über die letzte Periode und konstanten Boni/Mali während der folgenden Periode) oder einer *gleitenden Durchschnitts-*

²⁴ Dieser systematische Unterschied aufgrund unvermeidlicher Volatilitäten der Qualitätskenngrößen führt auch dazu, dass die Güte statistischer Untersuchungen mit anderen Maßstäben zu bewerten ist als in anderen Bereichen, die nicht durch derartige Mechanismen geprägt sind, vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.3.5.

wertberechnung (bei der jeweils ein hinzukommendes Datenjahr das älteste Datenjahr ersetzt und die Referenzwerte und individuellen Kennzahlenwerte jährlich neu berechnet werden). Für die blockweise Mittelung spricht zwar die höhere Konstanz der Zahlungsströme innerhalb einer Periode und eine damit möglicherweise einhergehende Reduktion des wirtschaftlichen Risikos. Diese Vorteile sind aber nur dann augenfällig (wenngleich nicht zwingend) und von hohem Wert auch in der praktischen Umsetzung durch die Netzbetreiber, wenn die Qualitätsperioden mit den allgemeinen Regulierungsperioden übereinstimmen, was in Deutschland mit fünf Jahren entsprechend § 3 Abs. 2 ARegV zu einer zu langen Periodendauer für die Qualitätsregulierung führen würde. Daher überwiegen die Vorteile der gleitenden Mittelwertbildung, neu verfügbare Daten unmittelbar in den Referenzwerten und den Kenngrößen der Netzbetreiber zu berücksichtigen und mit weniger zeitlicher Verzögerung auch zu Erlösauswirkungen bei Änderung der Qualität zu kommen, auch wenn dies eine Volatilität der Zahlungsströme mit sich bringt. Die Durchschnittsbildung soll folglich über drei Jahre als gleitender Mittelwert für Referenzwerte und unternehmensindividuelle Kennzahlen erfolgen.

2.3.11 Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede

§ 20 Abs. 2 ARegV bestimmt, dass bei der Ermittlung der Kennzahlvorgaben gebietsstrukturelle Unterschiede berücksichtigt werden müssen. Die Bildung von Gruppen, also die Anwendung von Strukturklassen, wird ausdrücklich zugelassen.

Die Anwendung von Strukturklassen bringt allerdings mehr Nachteile als Vorteile mit sich, da Strukturklassen zu erheblichen Verzerrungen führen können. Diese können insbesondere an den Klassengrenzen auftreten und durch die Anzahl der Klassen entlang eines Strukturparameters und die vielfach nicht willkürfrei mögliche Wahl der Grenzwerte stark beeinflusst sein.

Diese Verzerrungseffekte der Gruppenbildung werden noch verschärft durch nicht-lineare Zusammenhänge, die zu starken Änderungen der Parameterwirkungen auch innerhalb einer Klasse führen, während die Gruppenbildung selbst von der Grundannahme ausgeht, innerhalb einer Gruppe seien alle Unternehmen gut vergleichbar.²⁵

²⁵ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitte 3.2 und 3.3.

Da derartige nicht-lineare Zusammenhänge aus Forschung und Literatur bereits bekannt sind, soll die Berücksichtigung struktureller Merkmale über eine geeignete kontinuierliche Funktion erfolgen. Hierdurch entfällt auch das grundlegende Problem der Grenzziehung und die Abbildungsgenauigkeit der Struktureinflüsse kann erhöht werden.

Die Auswertung der Datenbasis zur Klärung der funktionalen Zusammenhänge zwischen exogenen Strukturmerkmalen und Netzqualität auf der Basis vielversprechender Kandidaten aus Voruntersuchungen (u. a. Lastdichte, Anschlussdichte, Leistungsdichte, Abnahmedichte, vgl. Abschnitt 3.3.2) weisen auf einen stark nichtlinearen Funktionszusammenhang hin, da bei sehr geringer Versorgungsdichte (ländliche Netzgebiete) eine Veränderung der Versorgungsdichte die Versorgungsqualität stark beeinflusst, während bei sehr hohen Versorgungsdichten (städtische Netzgebiete) ihre Veränderung die Versorgungsqualität nur wenig beeinflusst – jeweils mit negativen Koeffizienten, so dass ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf der Form

$$y = \frac{a}{x^c} + b \quad (2.1)$$

nahe liegt.²⁵

Da diese grundsätzlichen Zusammenhänge auch analytischen Überlegungen entsprechen, durch analytische Modellrechnungen bestätigt werden und die statistischen Untersuchungen einer Vielzahl anderer Parameter, insbesondere auch aller im Effizienz-Benchmarking verwendeter Parameter, keine besseren Erklärungsbeiträge liefern, soll für die Mittelspannungsebene die Lastdichte in Verbindung mit einem funktionalen Zusammenhang in obiger Form die gebietsstrukturellen Unterschiede bei der Berechnung der gewichteten Durchschnittswerte abbilden. Für y ist in diese Gleichung die Kennzahlvorgabe für SAIDI, für x die Lastdichte einzusetzen; die Konstanten a, b und c werden durch Regression bestimmt.²⁶

In der Niederspannungsebene stehen hingegen grundsätzliche Argumente gegen einen solchen funktionalen Zusammenhang (vgl. Abschnitt 3.3.3), so dass in dieser Netzebene auf einen

²⁶ Vgl. hierzu ausführlich Abschnitte 3.3.4, 3.3.5 und Kapitel 4.

Strukturparameter verzichtet werden soll und der gewichtete Durchschnittswert als einheitlicher Referenzwert für alle Netzbetreiber zu berechnen ist.²⁷

2.4 Weiterentwicklung

2.4.1 Ergänzungen

Als *kurzfristige Ergänzungen* sollen die folgenden Punkte möglichst bald (ungefährer Zeithorizont unter drei Jahren) umgesetzt werden. Für ihre Umsetzung sollte eine verbindliche Planung möglichst mit der Einführung der Grundvariante vorgelegt werden:

- Durchführung einer umfassenden Kundenbefragung in Deutschland.
- Differenzierte Verwendung der DISQUAL-Kenngrößen SAIFI und CAIDI.
- Definitionen, Fristen und Formen für die Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen sollten verbindlich vereinheitlicht werden, damit für die Differenzierung nach angekündigten (sog. geplanten) und nicht angekündigten (sog. ungeplanten) Versorgungsunterbrechungen eine einheitliche und belastbare Datengrundlage bereitsteht.
- Für die Erfassung von kürzeren Versorgungsunterbrechungen (unter drei Minuten Unterbrechungsdauer) ist eine Grundsatzentscheidung der Regulierungsbehörde notwendig (vgl. Abschnitt 2.5.2) und im Falle einer geplanten Erfassung sollte ein verbindlicher Fahrplan erstellt werden.

2.4.2 Erweiterung

Mittel- und langfristig sollte eine Erweiterung des Konzeptes vorgenommen werden. Der Planungshorizont liegt hier im Bereich von drei bis fünf Jahren:

²⁷ Dies steht auch nicht in Widerspruch zur Vorgabe der ARegV, dass gebietsstrukturelle Unterschiede berücksichtigt werden müssen, da derartige *Unterschiede* nur bestehen, wenn sich die *Auswirkungen* (hier: auf die Nichtverfügbarkeit) verschiedener Merkmalsausprägungen (hier: der Lastdichte) auch funktional und quantitativ belastbar bestimmen lassen, vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 3.3.3.

- Die Datenerfassung sollte abhängig von den Ergebnissen der Kundenbefragung differenzierter erfolgen. Hierbei ist insbesondere zu prüfen, welche Kriterien für die Differenzierung tatsächlich zur Anwendung kommen sollen.²⁸ Grundsätzlich sinnvolle Unterscheidungsmerkmale, die sich auch in internationalen Untersuchungen und Anwendungsfällen als aussagekräftig für unterschiedliche Bewertungen erwiesen haben, sind:
 - Art der betroffenen Kunden
 - Höhe der unterbrochenen Lasten
 - Zeitraum, Dauer und Ankündigung der Unterbrechung
- Die Umsetzung einer solchen differenzierteren Erfassung sollte mit einem angemessenen Einführungs- und Umstellungszeitraum für die notwendigen Anpassungen der Netzbetreiber in der Erfassung der Versorgungsunterbrechungen erfolgen. Der Grund hierfür ist, dass die Zuordnung von den oben beispielhaft genannten und anderen Kriterien in der Regel eine informatorische Verknüpfung der Störung und Versorgungsunterbrechung einerseits und der einzelnen davon betroffenen Kunden andererseits erforderlich macht – und dies auch über Eigentumsgrenzen und Netzebenen hinweg²⁹. Eine solche Verknüpfung von Netzereignissen mit den einzelnen Kunden ist heute in vielen Standardsystemen der Informationsverarbeitung bei den Netzbetreibern noch nicht gegeben. Erst durch eine entsprechende Erweiterung des Funktionsumfangs der Systeme oder die Schaffung geeigneter Schnittstellen kann eine entsprechend differenzierte Datenerhebung und Auswertung belastbar durchgeführt werden. Die Konzeption und Ausgestaltung muss daher sorgfältig mit

²⁸ Letztlich können die Differenzierungserfordernisse aus den Ergebnissen der Kundenumfrage abgeleitet werden. Wenn sich dort signifikant unterschiedliche Einschätzungen der Kundengruppen ergeben, kann ggf. eine Meldung der Aufteilung aller Kunden auf die Gruppen ausreichen, wenn die Kundengruppen alle gleichmäßig von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind.

²⁹ Diese Notwendigkeit einer informatorischen Verknüpfung über Eigentumsgrenzen zwischen Netzbetreibern hinweg ist dadurch begründet, dass auch Letztverbraucher, die an fremden nachgelagerten Netzen angeschlossen sind, von einer Versorgungsunterbrechung in vorgelagerten Netzen betroffen sein können. Dies kann nicht nur bei unterschiedlichen Netzebenen auftreten, sondern auch innerhalb einer Netzebene, wenn diese durch Eigentumsgrenzen unterteilt ist. Diese Effekte konnten aufgrund fehlender Daten in der Wirkungsanalyse nicht berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 4).

den Netzbetreibern geplant werden und im Rahmen der ohnehin erfolgenden Weiterentwicklung der Informationssysteme umgesetzt werden.

- Im Zuge einer solchen Differenzierung der Datenerhebung sollte dann auch eine Ergänzung der DISQUAL-Kenngrößen um andere Qualitätskenngrößen (mit entsprechender Gewichtung) erfolgen, zum Beispiel die in § 20 Abs. 1 ARegV genannten Kenngrößen nicht gelieferte Energie und Höhe der nicht gedeckten Last, die ebenfalls eine informativische Verknüpfung der Versorgungsunterbrechung mit den Daten der betroffenen Kunden voraussetzen.
- Durch die kundenscharfe Erfassung sowie bei Realisierung eines entsprechenden Informationsaustausches zwischen den Netzbetreibern entsteht auch die Möglichkeit, die Auswirkung von Versorgungsunterbrechungen mit Ursache in Hoch- oder Höchstspannungsnetzen in ihrer Wirkung auf Letztverbraucher direkt zu beschreiben. Ein solches Vorgehen umgeht die auf S. 19 diskutierten Probleme bei einer Kennzahlenbildung, die nur auf Angaben beruht, die ein Hoch- bzw. Höchstspannungsnetzbetreiber direkt aus seinem Netz gewinnen kann. Unter Abwägung von Erfassungsaufwand sowie Struktur und Erfordernissen des entstandenen Qualitätsregulierungsregimes ist dann eine Ausdehnung der Zuverlässigkeitsregulierung auf diese Spannungsebenen zu prüfen. Im Hinblick auf die Netzaufgaben und den historisch nachweisbaren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit sollte die HS-Ebene im Vordergrund stehen.

Mit diesen Ergänzungen können Ungenauigkeiten der Grundvariante bereinigt werden und die systematischen Wirkungen des Q-Elements optimiert und damit die Zielerreichung insgesamt verbessert werden. Dabei bleiben die Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung unverändert von den individuellen Verhältnissen des Netzes abhängig. Auch die erforderlichen internen Analysen der Netzbetreiber zur Bestimmung ihrer Grenzkosten verändern sich hierdurch nicht. Jedoch wird es möglich, Qualitätspreis bzw. Anreizrate genauer zu bestimmen, indem dieser differenziert wird, zum Beispiel nach den unterschiedlichen Kundengruppen und den Charakteristika der Versorgungsunterbrechung.

Dabei ist die Abstimmung zwischen (kurzfristig durchzuführender) Kundenbefragung einerseits und (mittel- bis langfristig zu implementierender) Differenzierung der künftigen Datenerfassung andererseits von großer Bedeutung, denn nur bei einer konsistenten Ausgestaltung und Detaillierung beider Maßnahmen können die Verbesserungen insgesamt erreicht werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass nur für solche Unterscheidungen, die aus Kundensicht zu

einem relevanten Bewertungsunterschied führen, auch eine getrennte Erfassung der Versorgungsunterbrechungen sinnvoll ist. Damit ein solcher Bewertungsunterschied überhaupt eruiert werden kann, ist zumindest die erste Kundenbefragung entsprechend differenziert durchzuführen.

2.5 Diskussion von Alternativen und Begründung der Grundvariante

2.5.1 Festlegung von Zielvorgaben

Für die Bestimmung des volkswirtschaftlichen Optimums und Festlegung von Zielvorgaben und Anpassungspfaden *ex ante* (die jedoch ohnehin im Widerspruch zu den Vorgaben der ARegV stünden) müssten die Regulierungsbehörden umfangreiche Untersuchungen durchführen. Im Einzelnen wären die folgenden Schritte erforderlich:

- Ermittlung der Qualitätspreise aus Kundensicht (Monetarisierung, wie auch bei Referenzwerten)
- Ermittlung der Grenzkostenverläufe für die Netze
- Abgleich der Qualitätspreise und Grenzkostenverläufe
- Festlegung der Zielvorgaben und ggf. Anpassungspfade für jeden einzelnen Netzbetreiber
- Analysen und Planung des Optimums *ex ante*

Diese Schritte würden bei den Netzbetreibern und bei den Regulierungsbehörden einen enormen Aufwand und ebenso hohes Konfliktpotenzial erzeugen und sind damit aus unserer Sicht realistischlicherweise nicht umsetzbar. Neben die rechtliche Unzulässigkeit tritt damit aus unserer Sicht auch noch die praktische Unmöglichkeit der Umsetzung.

Selbst wenn diese Gründe eine solche Vorgehensweise nicht bereits ausschließen würden, sind ferner keinerlei systematischen Vorteile erkennbar, die den entsprechenden planerischen Aufwand und zentrale Vorgaben durch die Regulierungsbehörden rechtfertigen würden.

2.5.2 Erfassung von kürzeren Versorgungsunterbrechungen

Der aktuelle Erfassungsstandard setzt eine Grenze bei einer Unterbrechungsdauer von mindestens drei Minuten. Eine Veränderung (hin zur Erfassung kürzerer Versorgungsunterbre-

chungen) ist mit erheblichem Aufwand verbunden, vor allem wenn sie kurzfristig umgesetzt werden soll.

Zwar werden seitens des FNN bereits seit 2004 Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mindestens einer Sekunde erfasst, doch handelt es sich dabei um eine freiwillige Erfassungspraxis, an der nicht alle Netzbetreiber teilnehmen. Aus Praktikabilitätsgründen werden dabei bestimmte Versorgungsunterbrechungen (infolge von Erdschlusssuchschaltungen) mit einer Dauer von weniger als drei Minuten ausgenommen. Die Vorgabe einer Dauer von mindestens einer Sekunde ist auch nicht streng zeitorientiert zu verstehen, da sie vielmehr auf den Netzzustand nach Durchführung aller infolge der Störungen automatisch im Netz ablaufenden Prozesse verweist. Gerade letztgenannter Aspekt verdeutlicht die komplexe Aufgabe, durch eine fixe Grenzdauervorgabe nicht die nachweislich die Versorgungszuverlässigkeit *erhöhen* und für viele Verbrauchsgeräte wenig problematischen Maßnahmen der Netzbetreiber wie Kurzunterbrechungen und automatische Wiedereinschaltungen in Frage zu stellen.

In kurzer Frist ist eine Systematik oder missbräuchliche Steuerbarkeit der Versorgungsunterbrechungen im Bereich unter drei Minuten nicht erkennbar. Daher ist eine Erfassung kürzerer Versorgungsunterbrechungen erst mittel- bis langfristig mit geeigneten und auf Basis internationaler Praxis und Definitionen zur Abgrenzung der Versorgungszuverlässigkeit von der Technischen Qualität (Spannungsqualität) ermittelten Parametern ins Auge zu fassen.

2.5.3 Abgrenzung von durch Dritte verursachten Versorgungsunterbrechungen

Um Versorgungsunterbrechungen, die von Dritten verursacht werden, überhaupt abgrenzen und gegebenenfalls separat behandeln und bewerten zu können, müssen diese getrennt erfasst werden. Diese Differenzierung würde bereits in der Erfassung zu Grenzfällen, Missbrauchsmöglichkeiten und Konfliktpotenzial führen. Die tatsächliche Verursachung einer Versorgungsunterbrechung ist im Einzelfall schwierig zu differenzieren oder zu überprüfen. Als Unterscheidungsmerkmal steht in der Regel nur der unmittelbare Anlass zur Verfügung.

Auch nicht direkt von einem Netzbetreiber verursachte Versorgungsunterbrechungen können am effektivsten und effizientesten in der Netzbetreibersphäre gemindert oder vermieden werden, zum Beispiel

- Schnelle Wiederversorgung unabhängig vom Grund einer Unterbrechung

- Dokumentation und Kommunikation im Rahmen von Baumaßnahmen zur Vermeidung von Schäden und daraus folgenden Versorgungsunterbrechungen
- Redundanzen im Netz, die bei Störungen eine Versorgungsunterbrechung vermeiden
- Verringerung der Gefahr extern veranlasster Störungen durch Betriebsmittelwahl, Verlegeweise, Kennzeichnung u.ä.

Allgemein gilt, dass sich die Qualität des Netzes und des Netzbetriebs auch darin zeigt, wie stark sich extern verursachte Störungen in Versorgungsunterbrechungen auswirken, wie schnell ein Netzbetreiber auf Störungen reagieren kann und wie lange die Versorgungsunterbrechungen somit dauern. Dieser Aspekt ist unabhängig vom Verursacher gültig. Aus diesen Gründen sollen auch die von Dritten verursachten Versorgungsunterbrechungen in die Kenngrößenberechnung, sowohl in die individuellen Kenngrößen der Netzbetreiber als auch in die Referenzwerte einbezogen werden. Versorgungsqualität soll umfassend in der Qualitätsregulierung erfasst werden, damit die Anreizwirkung für die Netzbetreiber ebenso umfassend wird.

2.5.4 Totband in der Qualitäts-Erlös-Funktion

Die Alternative, zur Dämpfung von Schwankungen ein *Totband*, also einer Bandbreite von Abweichungen vom Referenzwert ohne Bonus oder Malus, einzuführen, ist aus mehreren Gründen nicht zielführend. Zunächst steht ein Totband im Widerspruch zum Ziel einer möglichst einfachen Struktur der Qualitäts-Erlös-Funktion (vgl. Abschnitt 2.3.4); jedes Totband zieht an seinen Grenzen unweigerlich Knickstellen des Funktionsverlaufs nach sich, die zu deutlichen Ergebnisänderungen des Q-Elements führen könnten, je nachdem ob ein Netzbetreiber die Grenzwerte eines Totbandes gerade überschreitet oder nicht. Eine eindeutige Bestimmungsmöglichkeit für die Grenzen eines Totbandes ist nicht erkennbar.

Wesentlich spricht gegen ein Totband auch, dass seine Dämpfungswirkung nur unter zwei Voraussetzungen gegeben wäre:

1. Ein sehr breites Totband, das mit hoher Wahrscheinlichkeit die typische Schwankungsbreite der Qualitätskenngrößen überdecken würde, hätte eine dämpfende Wirkung, würde aber den gewünschten Anreizeffekt eines Q-Elementes ebenso – bis zur Wirkungslosigkeit – dämpfen.

2. Ein engeres Totband könnte um die historische individuelle Qualität eines jeden Netzbetreibers definiert werden; dieses wäre nur dann dämpfend wirksam, wenn diese historische individuelle Qualität als Bezugswert verwendet würde, was allein aus Rechtsgründen (vgl. Abschnitt 2.3.6) schon auszuschließen ist.

Demgegenüber ist die Mittelwertbildung über mehrere Jahre (vgl. Abschnitt 2.3.10) in Verbindung mit einer möglichst linearen Qualitäts-Erlös-Funktion (vgl. Abschnitt 2.3.4), die die Auswirkungen von stochastischen Einflüssen vermindern (vgl. Abschnitt 3.1.3), eindeutig vorzuziehen.

3 Quantitative Untersuchungen

3.1 Belastbarkeit der Datenbasis

3.1.1 Motivation

Die ARegV stellt in § 19 Abs. 1 als Bedingung für die Einführung der Qualitätselementes in der ersten Regulierungsperiode die Verfügbarkeit ausreichend belastbarer Datenreihen bei der Regulierungsbehörde. Daher und im Hinblick auf mögliche erforderliche Anpassungen der Erfassungspraxis zum Erreichen belastbarer Datenreihen bis zur zweiten Regulierungsperiode beinhaltet der Untersuchungsauftrag die Prüfung der Datenbelastbarkeit. Im Hinblick auf die Anwendbarkeit der Daten in einem Qualitätselement sowie dessen Ausgestaltung sind dabei folgende Aspekte zu betrachten:

- Der Erfassungsprozess soll die Berechnung von Kennzahlen erlauben, die das durchschnittliche Versorgungszuverlässigkeitsniveau erfassen, und soll die Vergleichbarkeit der Kennzahlen zwischen Netzbetreibern im Hinblick auf deren Beurteilung anhand gewichteter Durchschnittswerte ermöglichen (Kapitel 3.1.2).
- Zum sachgerechten Umgang mit der bekannten Stochastik der Zuverlässigkeitskennzahlen sind entweder Durchschnittsbildungen über mehrere Jahre zu erwägen oder ist das Qualitätselement entsprechend zu gestalten (Kapitel 3.1.3).

3.1.2 Einflussgrößen des Erfassungsprozesses

Die der Erfassung der Versorgungsunterbrechungen nach §52 EnWG zugrunde liegende Allgemeinverfügung [15] definiert Art und Umfang der zu meldenden Daten, lässt jedoch in den folgenden Aspekten Freiheitsgrade, deren Einfluss auf die Vergleichbarkeit der von unterschiedlichen Netzbetreibern gemeldeten Daten im Hinblick auf die Referenzwertermittlung zu diskutieren ist:

- Möglichkeit zur Schätzung der installierten Bemessungsscheinleistungen von Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren oder Rückgriff auf vertraglich vereinbarte Leistungen, wenn die Bemessungsscheinleistung nicht bekannt ist.

- Schlüsselungsverfahren für die Ermittlung der Anzahl von einer Versorgungsunterbrechung betroffener Letztverbraucher in NS-Netzen, wobei die Art des Schlüsselungsverfahrens angegeben werden muss.
- Behandlung von Weiterverteilern, die als nachgelagerte Netzbetreiber auf der gleichen Netzebene ohne Netzkuppeltransformator agieren.

Eine mögliche Schätzung der installierten Bemessungsscheinleistung von Ortsnetz- oder MS-Letzterverbrauchertransformatoren stellt die Anwendung der sogenannten Stationsmethode dar, bei der eine mittlere Leistung als Quotient der gesamten installierten Leistung durch die Anzahl der Ortsnetzstationen bzw. MS-Letzterverbraucherstationen für die je Station unterbrochene Leistung verwendet wird [1]. Bei gleichzeitig unterschiedlicher tatsächlich installierter Leistung je Station und verschiedenen Versorgungszuverlässigkeitsniveaus in Abhängigkeit von der über die installierte Leistung definierten Stationsgröße ergeben sich bei Anwendung der Stationsmethode gegenüber der exakten Erfassung der tatsächlich unterbrochenen Leistungen Unterschiede in den DISQUAL-Kennzahlen. Diese Verhältnisse sind real zu erwarten, da in Versorgungsgebieten mit höherer Lastdichte und tendenziell höherem Zuverlässigkeitsniveau in der Regel die Stationsgröße überdurchschnittlich ist. Abhängig von der Durchmischung der Gebiete und den vorhandenen Verhältnissen der installierten Leistungen und Zuverlässigkeitsniveaus lassen sich Abweichungen zwischen der exakten und der Stationsmethode von mehreren 10% erwarten, wobei bei realen Versorgungsgebieten der Unterschied ein Drittel kaum überschreiten dürfte [2]. Entscheidend für den Unterschied ist die untergewichtige Berücksichtigung der Transformatoren in Gebieten mit hoher Versorgungszuverlässigkeit, so dass die errechneten Werte von SAIFI und SAIDI bei der Stationsmethode stets höher sind. Demnach wirkt sich die Anwendung dieser Methode durch einzelne Netzbetreiber nicht nachteilig auf andere Netzbetreiber aus. Da bei der Stationsmethode die Kenngröße CAIDI gegenüber der exakten Methode unterschätzt werden kann, ist vor Einführung von Ergänzungen gemäß Abschnitt 2.4 ein Verzicht auf die Stationsmethode anzustreben. Analog sind andere Näherungsverfahren wie die Definition mittlerer installierter Bemessungsscheinleistungen für MS-Abgänge zu bewerten.

Die den Gutachtern zur Verfügung gestellten gemäß §52 EnWG an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten der Netzbetreiber im Regelverfahren der Anreizregulierung wurden dahingehend analysiert, ob sich die hier diskutierten Vereinfachungen in Form von Diskretisierungen bei den gemeldeten Werten zu unterbrochenen Bemessungsscheinleistun-

gen und Letztverbrauchern und deren Gewichtungen mit Dauern nachweisen lassen. Eine verbreitete Anwendung der Stationsmethode lässt sich damit nicht belegen, außerdem nimmt der vermutete Anteil stetig über die Jahre ab. Diskretisierungen in größerem Umfang lassen sich lediglich bei der Angabe der Unterbrechungsdauern in der NS-Ebene vermuten, wobei diese durch Rundungen verursacht sein könnten und demnach keinen systematischen Einfluss auf die DISQUAL-Kennzahlen ausüben dürften.

Die Verwendung vertraglich vereinbarter anstatt real installierter Leistungen findet vor allem bei Letztverbrauchertransformatoren Verwendung, da diese in der Regel nicht im Eigentum des Netzbetreibers stehen oder bei Parallelbetrieb eines mit dem Netz der allgemeinen Versorgung galvanisch verbundenen Netzes beim Letztverbraucher am Netzanschluss keine Transformatoren existieren. Tendenziell ist für Letztverbrauchertransformatoren eine bessere Versorgungszuverlässigkeit als für den Durchschnitt der Ortsnetztransformatoren zu erwarten, da sie oftmals über redundante Netzanbindungen verfügen oder sich aufgrund größerer Einzelleistungen in relativ kurzen MS-Abgängen befinden. Damit ist analog zu den Überlegungen zur Anwendung der Stationsmethode die erste der beiden Bedingungen für systematische Einflüsse auf die DISQUAL-Kennzahlen – ungleiche Versorgungszuverlässigkeitsniveaus und Stationsgrößen – erfüllt, so dass bei unterschiedlichem Ausmaß eines Rückgriffs auf vertragliche Leistungen bei den Netzbetreibern die Gefahr nicht vergleichbarer Zuverlässigkeitskennzahlen besteht. Jedoch ist für die Verwendung der vertraglich vereinbarten Leistungen bei Letztverbrauchertransformatoren anstelle real installierter Leistungen eine generelle Prognose der Wirkungsrichtung auf die DISQUAL-Kennzahlen nicht möglich. Zwar ist bei einem einzelnen Letztverbrauchertransformator zu erwarten, dass die installierte die vertraglich vereinbarte Leistung unterschreitet, allerdings kann bei redundanter Umspannung auch der umgekehrte Fall auftreten. Da zudem bei erwähnter durchaus praxisüblicher Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher auf gleicher Spannungsebene kein Transformator existiert, auf dessen Leistung sinnvoll zurückgegriffen werden kann, ist der Rückgriff auf vertraglich vereinbarte Leistungen als praktikable Lösung unumgänglich. Bei einer getrennten Bewertung der für MS-Letzterverbraucher ermittelten Zuverlässigkeitskennzahlen, wie sie nach Ergänzung der Qualitätsregulierung abhängig von den Ergebnissen der Kundenumfrage (Abschnitt 2.4.1) erfolgen könnte oder bei Verwendung alternativer Gewichtungsgrößen in der Erweiterungsvariante (Abschnitt 2.4.2), wird zudem die Gefahr nicht vergleichbarer Kennzahlen zwischen Netzbetreibern weiter begrenzt.

Da für die Niederspannungsebene kein spezielles Schlüsselungsverfahren für eine vereinfachende Ermittlung der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher vorgeschlagen ist, lassen sich auch hier die Auswirkungen auf die DISQUAL-Kennzahlen in ihrer Tendenz nicht eindeutig prognostizieren. Solange jedoch alleine die Strombelastbarkeit der Leitungen auslegungsrelevant ist und eine hinreichend homogene Kundenstruktur unterstellt werden kann, ist durch Schlüsselungsverfahren kein systematischer Fehler zu erwarten. Außerdem hat die oben erwähnte Prüfung der Daten auf Diskretisierungen auch für die Letztverbraucheranzahl auf der NS-Ebene keine Hinweise auf einen flächendeckenden Einsatz grober Schlüsselungsverfahren erbracht.

Ein weiterer die Vergleichbarkeit der DISQUAL-Kennzahlen möglicherweise in Frage stellender Aspekt ist die Behandlung von Weiterverteilern, die in der Praxis oftmals als nachgelagerte Netzbetreiber auf der gleichen Netzebene existieren. Gemäß [15] sind Versorgungsunterbrechungen grundsätzlich in ihrer Wirkung auf Letztverbraucher oder Weiterverteiler zu melden. Die dort verwendeten Begriffsdefinitionen sehen als Schnittstelle zwischen einem vorgelagerten Netzbetreiber und einem Weiterverteiler jeweils die Existenz eines Netzkuppeltransformators zwischen unterschiedlichen Netzebenen vor (Bild 3.1, Schnittstelle zwischen HS und MS). Eine strikt an diesen Definitionen ausgerichtete Erfassung von Versorgungsunterbrechungen würde die Auswirkung auf Weiterverteiler auf gleicher Netzebene auslassen, so dass sowohl nicht alle Versorgungsunterbrechungen tatsächlich erfasst würden als auch (Teil-)Netze eines Netzbetreibers der Qualitätsbewertung entzogen würden. Demnach sieht [1] in diesen Fällen die Berücksichtigung von Transformatoren zwischen Netzen der gleichen Ebene oder die Festlegung sogenannter fiktiver Ortsnetztransformatoren an den Schnittstellen vor, wie sie insbesondere im MS-Netz in der Praxis häufig auftreten (Bild 3.1).

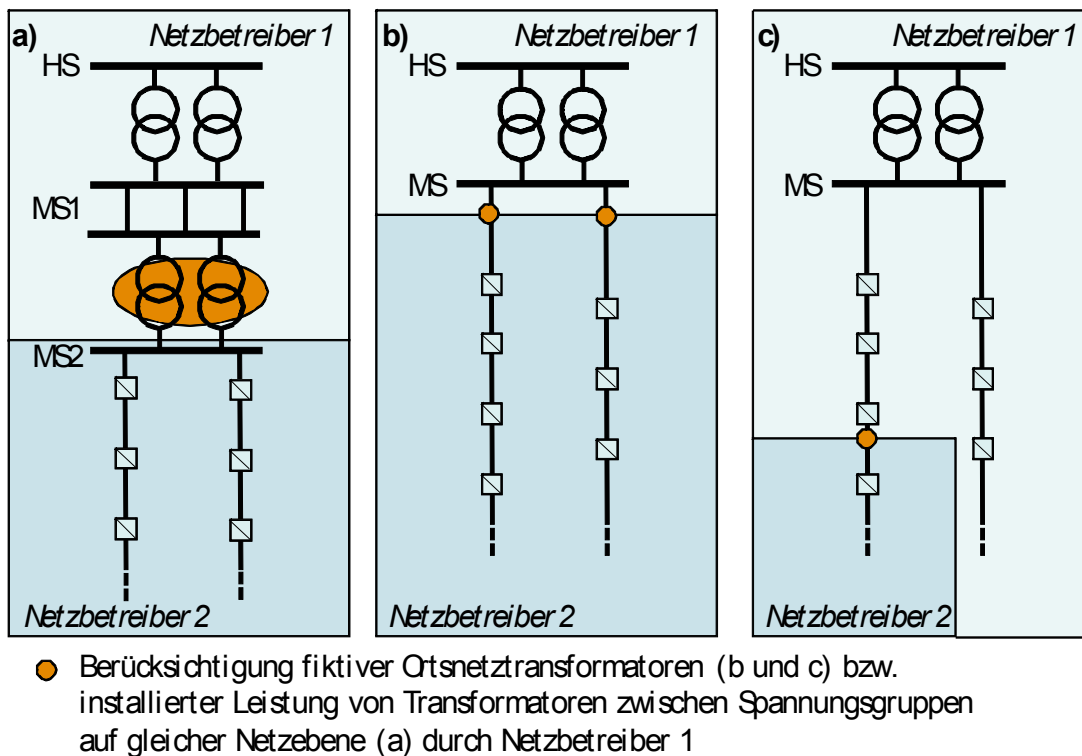


Bild 3.1: Beispiele für Schnittstellen zwischen vorgelagertem Netzbetreiber und Weiterverteiler auf gleicher Netzebene

Eine dementsprechend erfolgende Meldung von Netzbetreibern beinhaltet also als Ortsnetztransformator behandelte Bemessungsscheinleistungen, die ohne Berücksichtigung der Rückwirkungen tendenziell eine höhere Zuverlässigkeit aufweisen dürften als die realen Ortsnetzstationen. Nach Bild 3.2 reduziert sich damit der SAIDI-Wert gegenüber der ausschließlichen Betrachtung realer Ortsnetztransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren in Abhängigkeit vom Anteil fiktiver Ortsnetztransformatoren an der gesamten installierten Leistung und dem Verhältnis zwischen den SAIDI-Werten von realen und fiktiven Ortsnetztransformatoren. Entsprechend reduziert sich der SAIDI-Wert des nachgelagerten Netzbetreibers ohne Berücksichtigung der Rückwirkungen gegenüber einer Betrachtung der gesamten Netzebene. Während die Anreizwirkung durch den Qualitätspreis davon unberührt bleibt, kann dies bei vorliegender unterschiedlicher ‚Betroffenheit‘ der Netzbetreiber zu einer systematischen Besserstellung der beteiligten Netzbetreiber bei der Bestimmung des absoluten Wertes des Q-Elements führen.

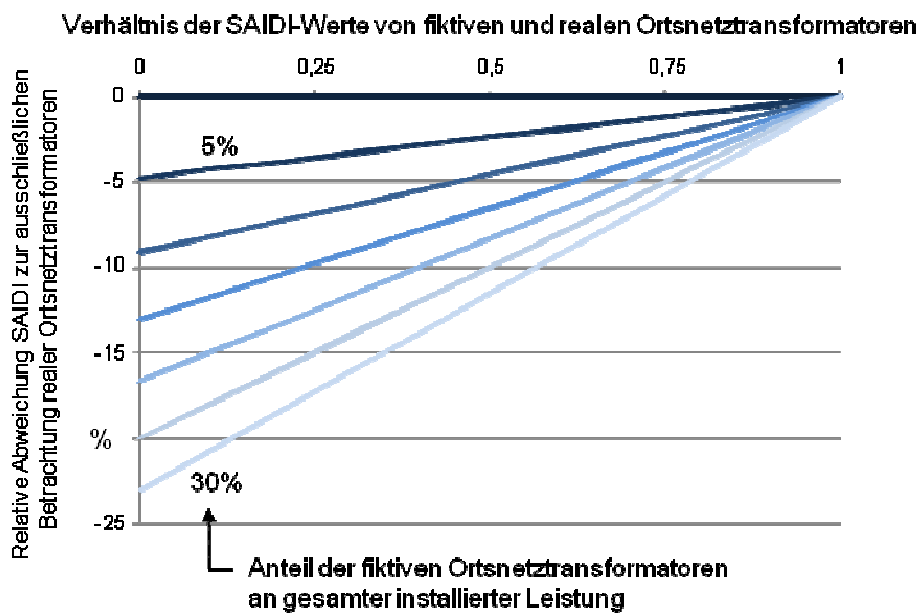


Bild 3.2: Einfluss der Einbeziehung fiktiver Ortsnetztransformatoren auf den SAIDI-Wert eines Netzbetreibers

Es gibt allerdings keine unbestreitbare Lösung, um die Verfälschung der Statistik durch diesen Effekt zu vermeiden:

- Der Verzicht auf die Berücksichtigung der Weiterverteiler in gleicher Netzebene lässt einen Teil des Netzes des vorgelagerten Netzbetreibers in der Qualitätsbewertung unberücksichtigt.
- Eine Betrachtung des gesamten Netzes in einer Netzebene führt zur Bewertung von Netzbetreibern mit Störungen außerhalb ihres Einflussbereichs.
- Eine getrennte Erfassung in einer zu (realen) Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren weiteren Kategorie erlaubt zwar eine Abschätzung des Effektes auf die Kennzahlen und erscheint aus diesem Grund zielführend, die Kennzahl darf allerdings im Hinblick auf eine einheitliche kundenorientierte Anreizwirkung nicht abweichend bewertet werden.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass die erfolgte Qualitätsprüfung der gemeldeten Daten keine Hinweise auf Effekte liefert, die auf eine starke systematische Beeinflussung der DISQUAL-Kennzahlen hinweisen. Die wahrscheinlich nur bei einzelnen Netzbetreibern angewendete Stationsmethode stellt diese im Quervergleich schlechter und stellt damit kein Hindernis für die Ermittlung der Referenzwerte dar. Allerdings sollten in Zukunft Näherungs- und Schlüsselungsverfahren ausgeschlossen werden, zumal mögliche Erweiterungen bei

Aufteilung in Kundensegmente (vgl. Abschnitt 2.4.2) deren Anwendung ohnehin erschweren. Mit der Erfassungssystematik verbundene Unsicherheiten wie die Verwendung vertraglich vereinbarter Leistungen und fiktiver Ortsnetzstationen sind wie dargestellt teilweise konzeptgemäß nicht vermeidbar, stellen nach Sicht der Gutachter aber auch keinen Grund dar, die Belastbarkeit der vorliegenden Datenbasis grundsätzlich in Frage zu stellen. Die Gutachter empfehlen allerdings eine getrennte Erfassung der installierten und unterbrochenen Leistung in fiktiven Ortsnetzstationen, die eine Abschätzung des damit verbundenen Einflusses erlaubt. Im Zuge der dafür erforderlichen Anpassung der Allgemeinverfügung nach §52 EnWG sollte auch der Verzicht auf Näherungs- und Schlüsselungsverfahren verankert werden.

3.1.3 Stochastik der DISQUAL-Kennzahlen

Da es sich bei Störungen um stochastische Ereignisse handelt, unterliegt die Anzahl der dadurch verursachten Versorgungsunterbrechungen einer Streuung und lässt sich nur mit einer Verteilung beschreiben. Unter Berücksichtigung der bei den Versorgungsunterbrechungen unterschiedlichen und von vielen Faktoren (Fehlerorte, Störungszeitpunkt, etc.) abhängigen Wiederversorgungsdauern unterliegen die jährlich ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzes gleichermaßen einer Verteilung, so dass ein in einem Jahr ermittelter Wert als Stichprobe aus dieser Verteilung zu verstehen ist und in der Regel nicht dem Erwartungswert entsprechen wird. Wie stark die Streuung und damit die Breite der Verteilung ist, hängt von einer Vielzahl äußerer und netzspezifischer Faktoren ab.

Durch den Erfassungszeitraum von 2006 bis 2008 liegen 3 Stichproben vor, die empirisch noch keine belastbare umfassende Aussage über die Verteilung der Zuverlässigkeitskenndaten für jeden einzelnen Netzbetreiber ermöglichen. Daher wurden die der Stochastik der Kenngrößen zugrundeliegenden Ursachen analysiert und darauf aufbauend ein Verfahren zur Bestimmung der Verteilung der Kenngrößen entwickelt, welches auf den erfassten Daten der Versorgungsunterbrechungen aufsetzt. Eine Übersicht zur Vorgehensweise ist in Bild 3.3 dargestellt.

Dabei sind die folgenden Ausführungen nicht Teil der quantitativen Ermittlung von Kenngrößenvorgaben für die Bestimmung des Q-Elements, sondern erlauben im Rahmen dieser Untersuchung prinzipielle Aussagen über die Belastbarkeit der Datenbasis.

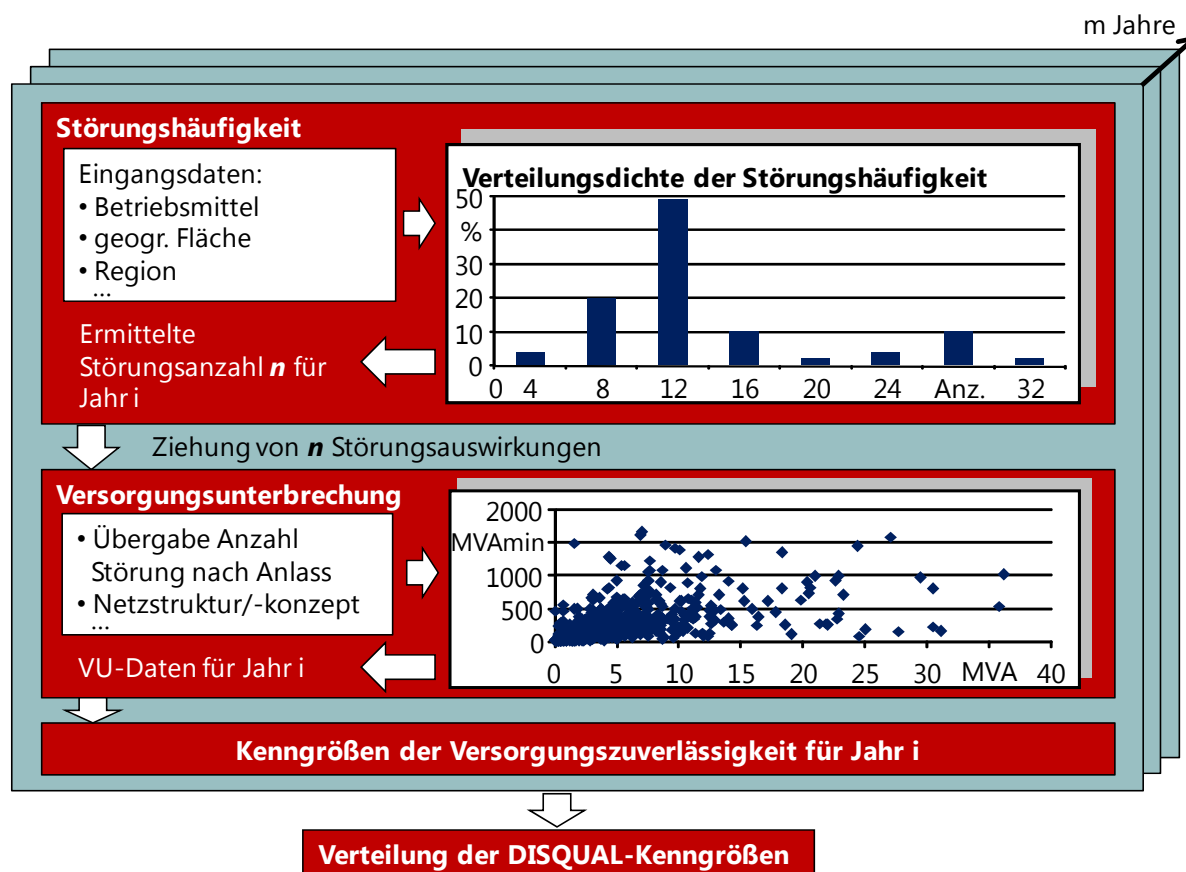


Bild 3.3: Übersicht über das Verfahren zur Bestimmung der Kenngrößenverteilung

Die Verteilung der DISQUAL-Kenngrößen ergibt sich aus der Berechnung der Kenngrößen über eine große Anzahl Jahre m . Für die Ermittlung der DISQUAL-Kenngrößen in einem Jahr i ($i = 1 \dots m$) werden die zur Streuung führenden Effekte – die Stochastik des Störungsgeschehens und die Verteilung der Störungsauswirkungen – durch zwei getrennte Modelle erfasst. Auf Basis einer im folgenden Absatz genauer beschriebenen Modellierung der Störungshäufigkeit im Netz und einer daraus resultierenden individuellen Häufigkeitsverteilung für jeden Netzbetreiber ergibt sich die Anzahl Störungen n im Jahr i durch eine zufällige Ziehung aus dieser Verteilung. Für diese n Störungen werden anschließend die Versorgungsunterbrechungen aus den nach den Anlassklassen differenzierten Auswirkungsverteilungen gezogen. Die Auswirkungsverteilung entspricht den Wertepaaren von unterbrochenen Bemessungsscheinleistungen und deren Gewichtung mit der Unterbrechungsdauer der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen, so wie sie nach §52 EnWG erfasst werden. Damit wird die Auswirkungsverteilung bei Verzicht auf aufwendige netzspezifische Berechnungen und unter Ergänzung eines aus [5] abgeleiteten Störungsanteils ohne Versorgungsunterbrechungen möglichst realitätsnah erfasst.

Wie häufig eine Störung in einem Netz auftritt und wie stark diese Häufigkeit streut, ist entscheidend von der Ursache und ihrer Stochastik abhängig. Da umfassende Informationen zum Störungsgeschehen in den Daten zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG konzeptgemäß nicht enthalten sind, beruhen die Analysen und daraus abgeleitete Modelle auf den anonymisierten Daten der FNN-Statistik [5]. Bild 3.4 stellt die Zusammensetzung der Störungshäufigkeit eines Netzes nach Anlassklassen und das für das jeweils gewählte Verteilungsmodell schematisch dar.

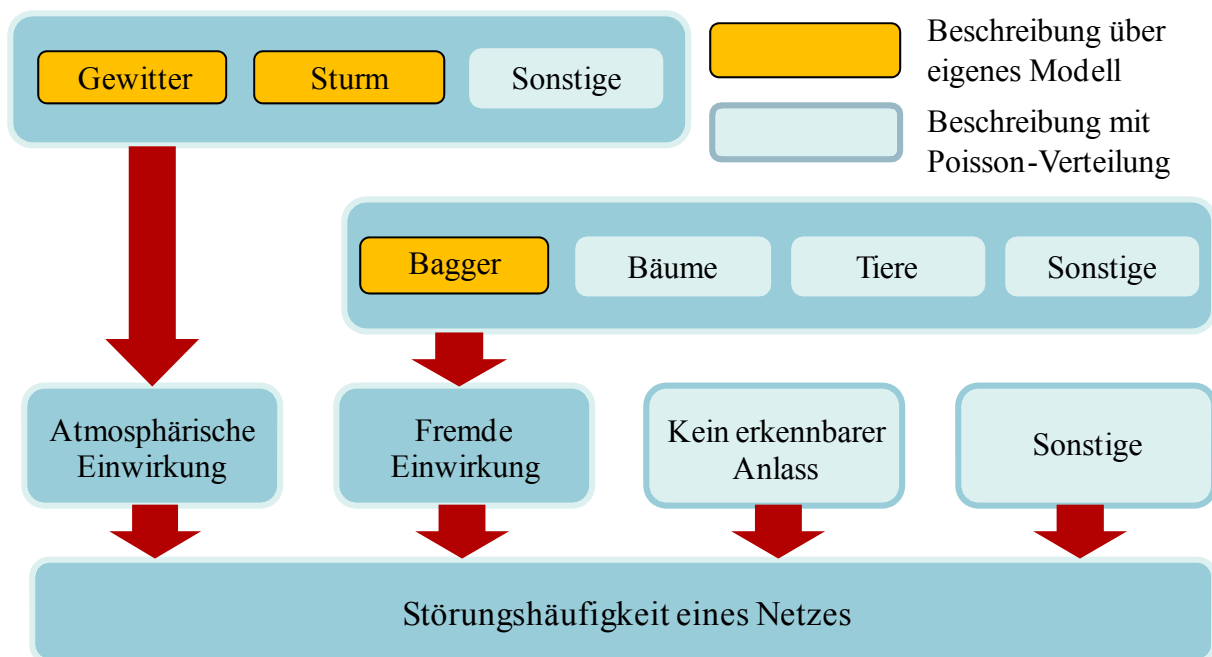


Bild 3.4: Zusammensetzung der Störungshäufigkeit eines Netzes

Für einen Großteil der Ursachen kann die Stochastik poissonverteilt abgebildet werden. Die Voraussetzung einer Poissonverteilung ist die stochastische Unabhängigkeit der Ereignisse. Dies ist bei Störungen ohne erkennbaren Anlass und einem vergleichsweise kleinen Anteil sonstiger Störungen in den Anlassklassen sowie nicht klassifizierten sonstigen Störungen hinreichend zutreffend. Bei Störungen infolge fremder Einwirkungen und atmosphärischer Einwirkungen ist allerdings eine weitere Differenzierung notwendig, da die Analysen zeigen, dass für einzelne Anlassklassen die reale Störungshäufigkeit durch die Poissonverteilung nicht beschrieben werden kann. Die Stochastik dieser in Bild 3.4 gelb markierten Anlassklassen wird jeweils durch ein neu entwickeltes Modell abgebildet, bei dem neben den Analyseergebnissen der Störungsdaten die Korrelation zu externen Daten berücksichtigt wird. So lässt sich ein großer Teil der Stochastik der Störungen aufgrund Gewitter- und Sturmereignissen

durch die Analyse langjähriger Zeitreihen der Wetterdaten [12] abbilden. Gegenüber der Poissonverteilung treten hier Abhängigkeiten zwischen den Ereignissen auf, was zu einer stärkeren stochastischen Streuung führt. Die Kopplung an die regional aufgelösten Wetterdatenerlaubt eine spezifische Anpassung an individuelle Netzbetreiber. Die Störungshäufigkeit infolge Erd- und Baggerarbeiten weist für die Gesamtwerte in Deutschland eine hohe Korrelation zu den öffentlichen Tiefbauinvestitionen auf. Für die Modellierung wurde mangels Prognosedaten für die Zukunft die aus der Historie ableitbare empirische Verteilung verwendet. Wie groß der Anteil einzelner Anlassklassen an der Störungshäufigkeit eines Netzes ist, hängt von den eingesetzten Betriebsmitteln ab. So wird beispielsweise in einem Netz mit großem Freileitungsanteil der Anteil von Störungen durch atmosphärische Einwirkungen deutlich größer sein als in einem reinen Kabelnetz, in dem die Störungen durch Baggerarbeiten einen dominierenden Einfluss haben. Ausmaß und Dauer einer Versorgungsunterbrechung hängen ebenfalls von den fehlerbetroffenen Betriebsmitteln ab, so dass die Daten der Versorgungsunterbrechungen zur Beschreibung der Auswirkungsverteilung dementsprechend differenziert werden.

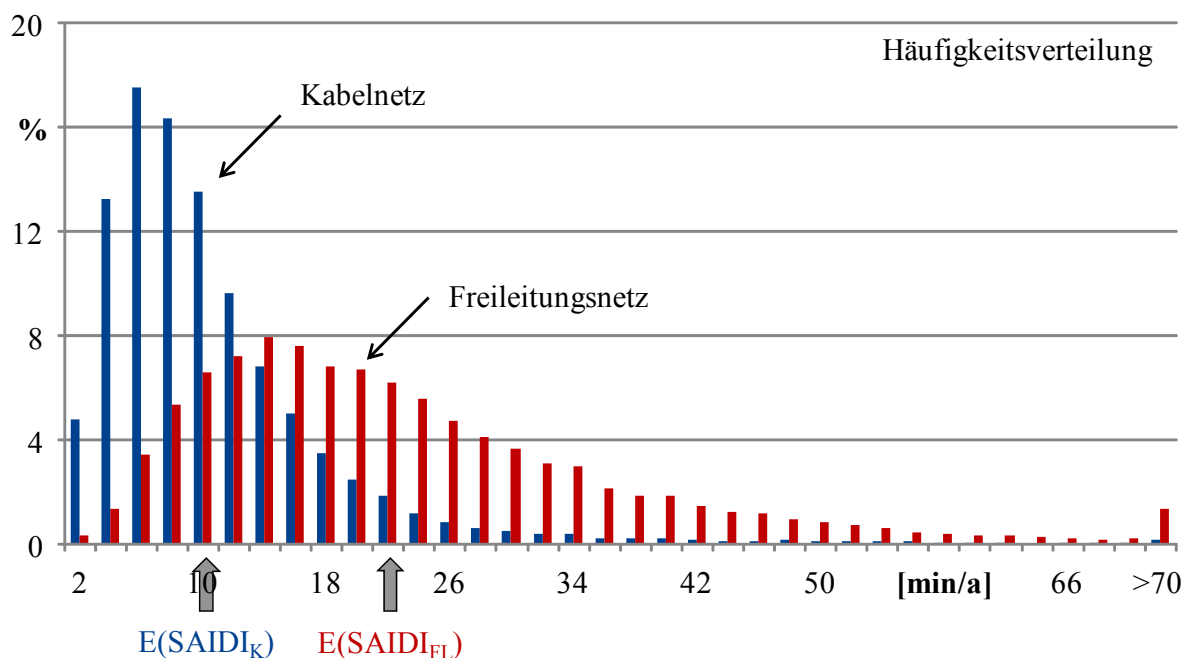


Bild 3.5: Verteilung der Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Leitungsauslegung (installierte Bemessungsscheinleistung 300 MVA, Stromkreislänge 420 km)

In Bild 3.5 ist für ein mittelgroßes Netz der Einfluss der Netzstruktur am Beispiel der Leitungswahl dargestellt. Neben der aufgrund der im Durchschnitt größeren Störungshäufigkeit von Freileitungen gegenüber Kabeln erwarteten schlechteren Verfügbarkeit des Freileitungs-

netzes ist auch die Streuung der SAIDI-Werte gegenüber dem Kabelnetz deutlich größer. Dies ist auf den dominierenden Anteil von durch atmosphärische Einwirkungen ausgelöster Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen.

Die mit dem Verfahren ermittelbaren Abschätzungen zur Streuung der Nichtverfügbarkeit lassen insbesondere Beurteilungen über den Nutzen einer Durchschnittsbildung zur Dämpfung der Stochastik der DISQUAL-Kennzahlen und den Umfang der verbleibenden Streuung im Hinblick auf die geeignete Gestaltung des Q-Element-Funktionsverlaufs zu. In Bild 3.6 werden die Ergebnisse entsprechender Untersuchungen für einen der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren der Anreizregulierung dargestellt.

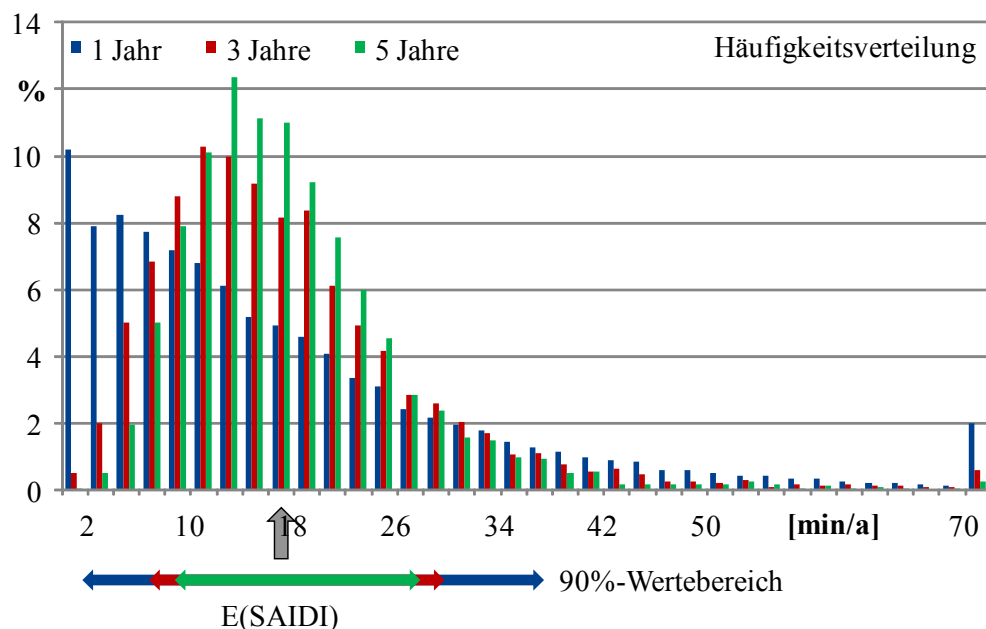


Bild 3.6: Stochastik der Nichtverfügbarkeit bei unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen (installierte Bemessungsscheinleistung 50 MVA, Stromkreislänge 130 km bei typischer Aufteilung auf Kabel und Freileitung)

Deutlich ersichtlich ist die Abnahme der resultierenden Streuung bei einer Durchschnittsbildung über mehrere Jahre. Allerdings ist das Verbesserungspotential bei einer Zusammenfassung über mehr als 3 Jahre bis hin zur Dauer einer Regulierungsperiode gering, so dass vor dem Hintergrund des in Abschnitt 2.3.10 dargestellten Zielkonflikts zwischen Risikobegrenzung und Anreizwirkung eine Durchschnittsbildung von mehr als drei Jahren nicht zu empfehlen ist.

In jedem Fall verbleibt jedoch noch eine größere verbleibende Reststreuung. Auch bei großen Netzbetreibern, bei denen die stochastischen Effekte grundsätzlich in geringerem Maße auftreten, ist diese Reststreuung nicht zu vernachlässigen. Bei der Ausgestaltung des Q-Elements muss dieser Umstand berücksichtigt werden. Bei der Einführung eines Totbandes zur Eliminierung der stochastischen Effekte müsste dieses für die gewünschte Wirkung einen sehr großen Bereich abdecken und stünde damit, neben den in Abschnitt 2.5.4 bereits genannten Punkten, einem wirksamen Anreizsystem entgegen.

Die Verteilung der Zusammenfassung über drei Jahre kann auch als Verteilung eines dreifach so großen Netzes interpretiert werden, da die gleiche zu erwartende Ereignisanzahl sowohl bei einem langen Betrachtungszeitraum und kleinem Netz als auch bei der Betrachtung eines größeren Netzes bei kurzem Betrachtungszeitraum auftritt. Dies gilt allerdings nur näherungsweise, weil einem größeren Netz auch eine größere Fläche entspricht, wodurch Veränderungen bei der Stochastik der atmosphärischen Einflüsse resultieren. Die gegenüber der Poissonverteilung ermittelte deutlich größere Streuung entspricht den aus älteren Untersuchungen ermittelten deutlichen Abweichungen der Streuung der Störungshäufigkeit von der Poissonverteilung auch bei großen Netzbetreibern [3].

3.2 Analytische Untersuchungen von Struktureinflüssen

3.2.1 Vorüberlegungen

Die analytischen Untersuchungen basieren auf elementaren netzplanerischen Grundsatzüberlegungen und Regeln, die im Grundsätzlichen und Allgemeinen Geltung haben. Analytische Untersuchungen erheben dabei nicht den Anspruch, in jedem Einzelfall die tatsächlichen Gegebenheiten exakt abbilden zu können, da spezifische Einzeleinflüsse nicht als allgemeingültig betrachtet werden.

Die wesentlichen Untersuchungsschritte zeigt nachfolgend Bild 3.7 in stark vereinfachter Form. Ausgehend von der exogen vorgegebenen Versorgungsaufgabe erfolgt die Netzplanung nach verschiedenen allgemeingültigen Regeln, aber auch unter zahlreichen Einflüssen endogener Entscheidungen zum Beispiel zum angestrebten Zuverlässigkeitsniveau, bevorzugten Netzkonzepten, Betriebsmittelausstattung etc. Die tatsächliche Umsetzung der Ergebnisse der Netzplanung mit weiteren Einflussgrößen endogener Natur (zum Beispiel Beschaffungsver-

fahren, Arbeitsdurchführung etc.) führt zum realen Netzbestand. Aus dieser gegebenen Netzinfrastruktur heraus wird die zu erwartende oder tatsächlich erreichbare Versorgungszuverlässigkeit maßgeblich geprägt; daneben bestehen Einflüsse aufgrund der betrieblichen Organisation und Abläufe.

Prozess der Netzentwicklung

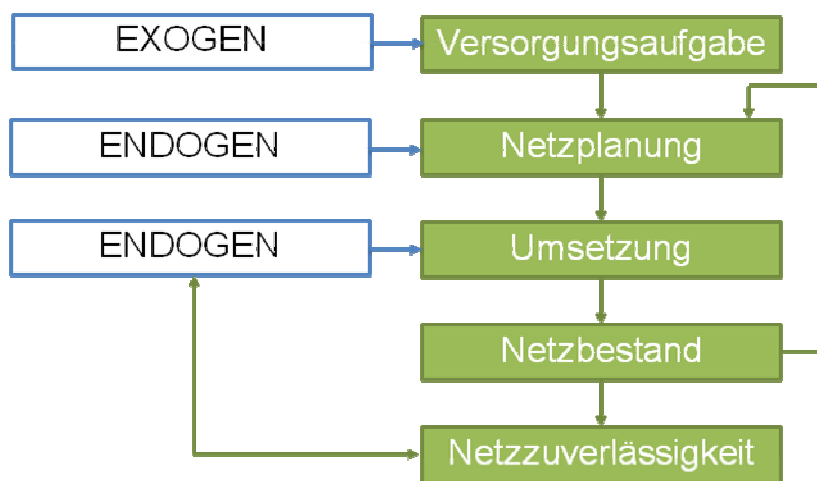


Bild 3.7: Prozess der Netzentwicklung (schematisch)

In der Analyse von Struktureinflüssen soll der Zusammenhang zwischen den exogenen Vorgaben für die Versorgungsaufgabe und der hieraus resultierenden Netzzuverlässigkeit bestimmt werden; die dazwischen liegenden endogenen Einflüsse sollen möglichst ausgeblendet werden Bild 3.8.

Analyse von Struktureinflüssen

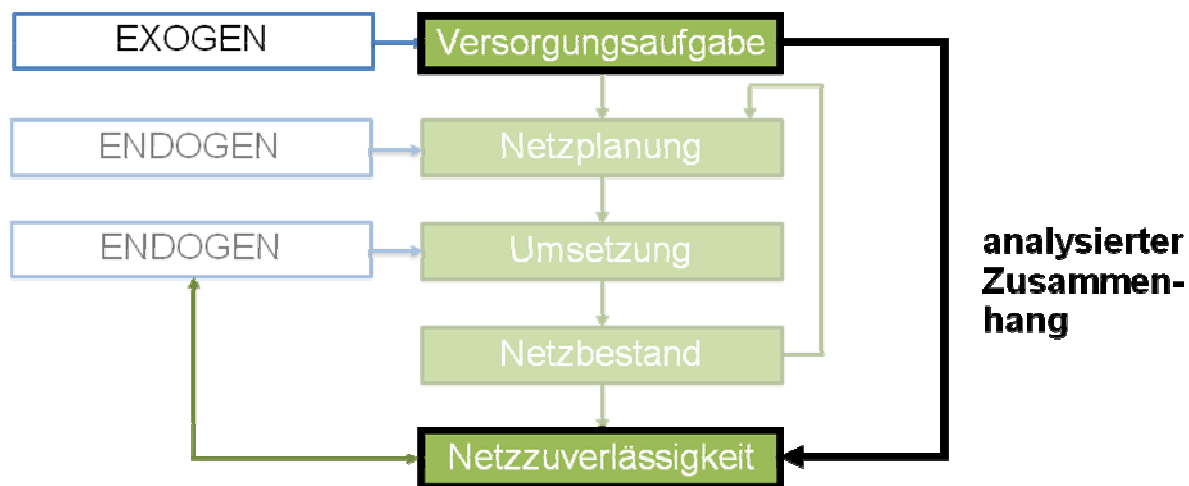


Bild 3.8: Analyse von gebietsstrukturellen Einflüssen (schematisch)

Dabei ist zu berücksichtigen, dass grundsätzlich endogene und exogene Einflussfaktoren vergleichbar hohe Erklärungsgrade für die Versorgungszuverlässigkeit haben können, aber in dieser Form systematisch zu unterscheiden und nicht nur nach ihrer quantitativen Wirkung zu bewerten sind. Endogene Einflussfaktoren sollten als regulatorische Parameter möglichst nicht berücksichtigt werden (prinzipieller Vorzug exogener Parameter), da die Abbildung von Struktureinflüssen auf die Versorgungsgebiete und ihre Strukturmerkmale abhebt, denen jeder Netzbetreiber gleichermaßen ausgesetzt wäre. Die Verwendung endogener Parameter kann jedoch aus anderen Gründen, zum Beispiel aufgrund von Praktikabilitätsabwägungen, aus Rechtsgründen oder wegen hoher Korrelationen von endogenen und exogenen Parametern unvermeidlich sein. Bei Verwendung von endogenen Kenngrößen sollten diese dann nur möglichst kurzfristig verwendet werden (als Übergangslösung).

Da jedoch die endogenen Parameter bei einer Veränderung auch die Versorgungsqualität ganz erheblich beeinflussen können, kann ihre Betrachtung auch einen Erklärungsbeitrag zur Streubreite der Kenngrößen liefern. Als Erklärungsfaktoren für die empirischen Zusammenhänge können daher auch endogene Parameter untersucht werden, zum Beispiel mit Blick auf die bestehenden Wirkungszusammenhänge und zur Vermeidung von Verzerrungen in quantitativen Analysen.

Für exogene Einflussfaktoren ist zu beachten, dass für diese nur in beschränktem Umfang eine Datenbasis vorliegt und sich ihre Auswirkungen je nach funktionalem Zusammenhang und Wirkung sonstiger Einflüsse quantitativ erheblich verändern kann. Bei Vorliegen mehrdimensionaler Abhängigkeiten können auch bei einer vollständigen Analyse die Einzelwirkungen einiger Faktoren möglicherweise nur eingeschränkt erkennbar werden, wenn Breite und Tiefe der Datenbasis nicht ausreichen oder Auswertungen in zu vielen Dimensionen erforderlich sind.

Die Wirkungen exogener Einflussfaktoren können des Weiteren durch endogene Faktoren verzerrt werden und damit die Auswertung erschweren. Beispiele hierfür sind eine unterschiedliche Qualität der Betriebsmittel und Sorgfalt bei ihrer Installation, die das Verhältnis Versorgungsdichte – Qualität verändern kann, oder der Verkabelungsgrad, der ebenfalls das Verhältnis Versorgungsdichte – Qualität beeinflusst und zudem mit der Versorgungsdichte korreliert ist. Empirische (statistische) Analysen können – je nach Datenlage – diese Effekte dann nicht vollständig differenzieren.

Zu beachten ist auch der Kontext der Effizienzbewertung. Dies bedeutet, dass in der Parameteranalyse und -diskussion zu beachten ist, welche Parameter in der Effizienzanalyse verwendet worden sind, um Widersprüche oder inkonsistente Parametrierungen zu vermeiden. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass es weder sachliche noch rechtliche Gründe gibt, die eine vollständige Kongruenz zwischen den Parametersätzen zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede in Effizienzbewertung einerseits und Qualitätsbewertung andererseits zwingend gebieten.

Sachlich ist dies bereits dadurch begründet, dass die Auswirkungen von Parametern auf die Kosten (und damit ihre Relevanz für die Effizienzbewertung) völlig anders sein können als für die Qualität. Als Beispiel seien geographische, geologische oder topographische Gegebenheiten genannt, die die Kosten der Leitungsverlegung, insbesondere der Verkabelung, ganz erheblich beeinflussen können, während sie keine Einflüsse auf die Störungsanfälligkeit und damit die Zuverlässigkeit der Netze haben müssen. Umgekehrt können beispielsweise Witterungseinflüsse spürbare Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit haben, während ihre Kostenwirkung fraglich ist. Unterschiedliche Wirkungen können insbesondere auch bei den Parametern gegeben sein, die nach den Vorschriften der ARegV verbindlich im Effizienzvergleich für die erste Regulierungsperiode vorgeschrieben waren, wie zum Beispiel im Fall der Leitungslänge³⁰: Während die kostentreibende Wirkung unmittelbar einleuchtet, sind die Wirkungen auf die Qualität nicht eindeutig, da eine höhere Leitungslänge einerseits zu höheren Störungszahlen und damit tendenziell zu einer geringeren Versorgungszuverlässigkeit, andererseits bei Erhöhung von Redundanzen durch die höhere Leitungslänge aber auch zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit führen kann.

Bereits sachlich müssen Kostentreiber also nicht gleichzeitig auch Qualitätstreiber sein. Auch die Vorgaben aus EnWG und ARegV bewirken keine Gleichsetzung. Die Berücksichtigung von "Strukturunterschieden" (§ 21a Abs. 5 S. 2 EnWG) bzw. "gebietsstruktureller Unterschiede" (§ 20 Abs. 2 S. 2 ARegV) bei der Ermittlung von Kennzahlvorgaben für die Qualitätsregulierung ist zwar von der inhaltlichen Zielsetzung analog aufgebaut wie für die Effizi-

³⁰ Aufgrund der Tatsache, dass die Leitungslänge in hohem Maße auch durch Entscheidungen des Netzbetreibers, also endogen bestimmt werden kann, ist die Verwendung dieses Parameters – wie oben erläutert – ohnehin nicht oder nur übergangsweise zu empfehlen.

enzbewertung (nämlich einen sachgerechten Vergleich in der jeweiligen Dimension zu gewährleisten); eine tatsächliche Berücksichtigung von Strukturparametern ist aber nur dort sachgerecht und erforderlich, wo sie sich auswirken, also auch wirklich einen Unterschied ausmachen.

3.2.2 Untersuchungsmethodik

Dem Grundansatz ingenieurwissenschaftlicher Untersuchungen und auch der inhaltlichen Zielrichtung der Vorgaben in § 13 Abs. 3 ARegV für die Effizienzvergleichsparameter folgend, die allerdings von der Zielsetzung hinsichtlich der Effizienzbewertung auf die Struktureinflüsse auf die Netzzuverlässigkeit übertragen werden³¹, stehen Parameter zur exogenen Beschreibung der Versorgungsaufgabe im Vordergrund.

Aufgrund der Tatsache, dass in der Realität neben solchen exogenen Parametern auch eine Vielzahl endogener, also im Entscheidungsspielraum der Netzbetreiber begründeter, Parameter ausschlaggebend für die tatsächlichen, empirisch beobachtbaren Netze und Versorgungszuverlässigkeiten sein können, wurden unsere analytischen Untersuchungen nicht auf den Datengrundlagen für reale Netze durchgeführt, sondern ein analytischer, ingenieurwissenschaftlicher Untersuchungsansatz zur Überprüfung der Struktureinflüsse und ihrer Auswirkung auf die Netzzuverlässigkeit verfolgt.

Dies bedeutet, dass alle Parameter auf Basis von Modelluntersuchungen generiert und ausgewertet wurden. Dies trägt auch dem Umstand Rechnung, dass die Wirkungszusammenhänge aufgrund mehrstufiger und jeweils nicht-linearer Prozesse der Kostenentstehung einer direkten Analyse nicht zugänglich sind.

Für die modellbasierten Untersuchungen stehen auch die Analytischen Kostenmodelle (AKM) zur Verfügung. Sie sind im Wesentlichen in Form zweier Untersuchungsansätze etabliert, die sich maßgeblich durch den Detailgrad der Abbildung einer Versorgungsaufgabe unterscheiden. Beide Varianten dienen grundsätzlich dazu, Erkenntnisse über das effiziente Kostenni-

³¹ In diesem Sinne müssen die Vergleichsparameter geeignet sein, die Belastbarkeit des Qualitätsvergleichs zu stützen und dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind.

veau von Netzbetreibern und über Zusammenhänge zwischen den Netzkosten und wesentlichen Einflussfaktoren auf analytischem Weg durch einen rechnergestützten Entwurf kostenoptimaler Netze und deren kostenmäßige Bewertung zu gewinnen. Hierdurch können Zusammenhänge untersucht werden, die einer empirischen Betrachtung nur schwer oder mit großem Aufwand zugänglich sind oder deren empirische Untersuchung analytisch untermauert oder auf Plausibilität überprüft werden soll. Dabei bilden AKM – wie jedes Modell – die realen Verhältnisse zwangsläufig vereinfacht nach.

Je nach Detaillierung und insbesondere Abbildungsgenauigkeit für die Heterogenität der Versorgungsaufgabe können die Modellnetzanalyse und die Referenznetzanalyse eingesetzt werden.

- Die Modellnetzanalyse (MNA) ist stark abstrahierend und daher eher für grundsätzliche oder überschlägige Untersuchungen geeignet.
- Die Referenznetzanalyse (RNA) ist deutlich detailgenauer, damit aber auch aufwändiger; die RNA wurde daher für die hier dargestellten Untersuchungen nicht angewendet.

Beide Modellierungsansätze bauen auf einer geeigneten Beschreibung der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers auf. Unter diesem Begriff werden alle für die Netzgestaltung relevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Merkmale des Versorgungsgebiets wie die kundenseitigen Anforderungen (Anschlusspunkte, Leistungsbedarf bzw. -einspeisung) und Gebietseigenschaften wie mögliche Leitungstrassen, mögliche Standorte für Anlagen etc. zusammengefasst. Die betrachtete Versorgungsaufgabe kann je nach Aufgabenstellung einer AKM-Anwendung das Versorgungsgebiet eines konkreten Netzbetreibers widerspiegeln oder auch fiktiv, aber in wesentlichen Merkmalen an realen Verhältnissen orientiert sein.

Die maßgeblichen Untersuchungen für die Struktureinflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit wurden mit diesem letztgenannten Ansatz unter Verwendung der MNA für fiktive, aber realitätsnahe Versorgungsaufgaben durchgeführt.

Bei der Modellierung wurden praxisübliche technische Nebenbedingungen und Planungsvorgaben (zum Beispiel Netzstruktur, Stationsaufbau und Anlagen-Eigenschaften) sowie anlagentypspezifische Investitions- und Betriebskostenansätze, das heißt Anlagen- und sonstige Faktorpreise berücksichtigt, um den unterstellten Prozess der Neuplanung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe adäquat abbilden zu können. Der Schritt der Netzoptimie-

ung ergibt somit das kostenoptimale Modellnetz für die betrachtete Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen (vgl. Anhang B)

Auf dieser Grundlage ermittelte Modellnetze wurden dann in einem zweiten Untersuchungsschritt hinsichtlich ihrer Versorgungszuverlässigkeit ebenfalls modellbasiert in einer Zuverlässigkeitsanalyse untersucht (vgl. Anhang C).

In beiden Untersuchungsschritten (also sowohl bei der MNA wie auch bei der anschließenden Zuverlässigkeitsanalyse) handelt es sich nicht um eine exakte Nachbildung real existierender Netze, sondern um eine Abstraktion von den tatsächlichen Gegebenheiten und Netzen, die für die Modellanwendung typisch ist. Gerade durch die Abstraktion von einzelnen realen Netzen soll die Abbildung idealtypischer Zusammenhänge erreicht werden. Damit ist im Rahmen der analytischen Untersuchung der gebietsstrukturellen Einflüsse explizit ausgeschlossen, dass historische Entwicklungen, individuelle Besonderheiten, zurückliegende (Fehl-)entscheidungen etc. abgebildet werden. Diese Vorgehensweise ist damit besonders gut geeignet, eine systematische Analyse der funktionalen Wirkungszusammenhänge ohne stochastische oder systematische Verzerrungen durchzuführen. Allerdings gibt sie (wie auch andere Untersuchungsansätze) keine Garantie für eine vollständige Abbildung aller potenziellen Einflussfaktoren, sondern beschränkt sich auf die maßgeblichen Einflussfaktoren, die in idealtypischen Netzen die Versorgungszuverlässigkeit bei der Erfüllung einer vorgegebenen Versorgungsaufgabe wesentlich beeinflussen.

3.2.3 Durchführung und Ergebnisse der Modelluntersuchungen

Für die Anwendung der MNA wurden auf Basis der zuvor geschilderten Grundsatzüberlegungen *fiktive Versorgungsaufgaben* generiert, die dann zu *Optimalnetzen* für diese fiktiven Versorgungsaufgaben führten. Diese fiktiven Versorgungsaufgaben mussten der Heterogenität der realen Verteilungsnetze in Deutschland Rechnung tragen, deren Strukturen deutliche Unterschiede aufweisen. Wesentliche Unterschiede bestehen zum Beispiel hinsichtlich der Flächen der Versorgungsgebiete, der Anzahl der Anschlusspunkte und Zählpunkte sowie hinsichtlich der abzudeckenden Höchstlast.

Da die Beschreibung dieser heterogenen Versorgungsaufgaben – wie bereits dargelegt – anhand der Daten der realen Netzbetreiber verzerrende Elemente enthalten kann, wurde durch die Generierung einer hohen Anzahl von fiktiven Versorgungsaufgaben und Anwendung der MNA hierauf eine hohe Anzahl idealtypischer Netzkonfigurationen ermittelt, die anschlie-

ßend hinsichtlich der Vergleichsparameter (Strukturparameter sowie Zuverlässigkeitsparameter) auf die funktionalen Zusammenhänge zwischen variierten Parametern und Zuverlässigkeitskenngrößen ausgewertet werden konnten.

Um sicherzustellen, dass mit den fiktiven Versorgungsaufgaben auch eine vollständige Abbildung aller in Deutschland typischerweise vorkommenden tatsächlichen Versorgungsaufgaben gewährleistet ist, wurde in vier Stufen vorgegangen:

1. In Kenntnis der Bandbreite der realen Netzbetreiber und ihrer Versorgungsaufgaben wurden die folgenden Strukturparameter in den jeweils angegebenen Wertebereichen untersucht, die ausweislich der Parameteranalyse in Abschnitt 3.3 die bestgeeigneten Parameter sind und mit den verwendeten Werten die empirisch zu beobachtenden Wertebereiche überdecken:
 - a. Variation der Zählerdichte von 200 ... 80.000 Zählern/km²
 - b. Variation der Anschlussdichte von 200 ... 4.000 Anschlüsse/km²
 - c. Variation der Zählerkonzentration von 1 ... 20 Zähler/Anschluss
 - d. Variation der Lastdichte von 0,2 ... 50 MW/km²
2. Für alle Parameter wurden dabei systematische Parametervariationen durchgeführt. Hierzu wurden die Parameter jeweils in den genannten Wertebereichen schrittweise variiert. Für jede einzelne dieser Variationen (also für eine Vielzahl systematisch unterschiedlicher fiktiver Versorgungsaufgaben) ergaben sich jeweils Optimalnetze (als Ergebnis der MNA, vgl. Anhang B) mit den entsprechenden technischen Spezifikationen. Die Optimierung folgte dabei einer Minimierung der mit spezifischen Standardkosten bewerteten Mengengerüste (physische Mengen der Netzbetriebsmittel multipliziert mit den jeweiligen Kostenansätzen), deren Summation die Zielgröße der Optimierung darstellt.
3. Anschließend wurden die so generierten Modellnetze einer analytischen Zuverlässigkeitsuntersuchung unterzogen. Hierfür wurde ein analytisches Zuverlässigkeitsmodell verwendet, das in Anhang C detailliert beschrieben ist.
4. Die Eingangsdaten der Modellierung (als gebietsstrukturelle Einflussfaktoren) werden den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsanalyse gegenübergestellt und auf ihre funktionalen Zusammenhänge untersucht. Zudem wird eine theoretische Herleitung der Lastdichte als primärem Einflussfaktor berücksichtigt (vgl. Exkurs S. 58)

Die in der Modellnetzanalyse erforderlichen Planungsgrundsätze und sonstigen Einstellungen, die stellvertretend für *endogene* Einflussmöglichkeiten stehen, wurden mit drei unterschiedlich aufwändigen Netzkonzepten definiert, die dann bei der Variation der *exogenen* Parameter nicht mehr verändert wurden. Diese Parametervariationen wurden damit unter sonst gleichen Bedingungen (*ceteris paribus*) durchgeführt.

Die Definition unterschiedlicher Netzkonzepte diene dabei dem Zweck sicherzustellen, dass funktionale Zusammenhänge, die beispielsweise ein einheitliches durchschnittliches Netzkonzept charakterisieren würden, nicht fälschlicherweise als allgemeingültig betrachtet werden.

Die drei Netzkonzepte werden nachfolgend kurz dargestellt:

- *Einfaches Netzkonzept*: Dieses Netzkonzept kann unseres Erachtens als repräsentativ für die (aus Zuverlässigkeits-Sicht) einfachsten in der Praxis vorkommenden Netzkonzepte angesehen werden. Konkret haben wir angenommen, dass die Niederspannungsnetze in Strahlenstruktur, das heißt ohne strukturelle Redundanz und die Mittelspannungsnetze in „einfacher“ Ringstruktur errichtet werden. Schutzeinrichtungen sind jeweils ausschließlich in den Abgängen der speisenden Umspannebenen, das heißt den Netzstationen zwischen Mittel- und Niederspannung bzw. zwischen Hoch- und Mittelspannung vorhanden. Automatisierungstechnik wird nicht eingesetzt.
- *Mittleres Netzkonzept*: Dieses Netzkonzept kann als typisch für ein (aus Zuverlässigkeits-Sicht) in der Praxis mit mittlerer Komplexität vorkommendes Netzkonzept angesehen werden. Hier wurde unterstellt, dass die Netze sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannungsebene in Ringstruktur errichtet sind und somit über strukturelle Redundanz für Leitungsfehler verfügen. In der Niederspannungsebene sind innerhalb der Leitungsabgänge Schutzeinrichtungen (Sicherungen in Kabelverteilerschränken) zur Erhöhung der Selektivität vorhanden. Automatisierungstechnik wird vereinzelt im Mittelspannungsnetz in den Netzstationen eingesetzt, um die Wiederversorgungszeiten gezielt zu verringern.
- *Aufwendiges Netzkonzept*: Dieses Netzkonzept kann als typisch für die (aus Zuverlässigkeits-Sicht) aufwendigsten in der Praxis vorkommenden Netzkonzepte angesehen werden. Hier wurde unterstellt, dass die Netze sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannungsebene in Strangstruktur errichtet sind und somit über strukturelle Redundanz sowohl für Leitungs- wie auch für Stationsfehler verfügen. In der Nieder- wie auch in der Mittelspannungsebene sind innerhalb der Leitungsabgänge mehrere Schutzeinrichtungen (Siche-

rungen bzw. Leistungsschalter) zur Erhöhung der Selektivität vorhanden. Darüber hinaus wird im Mittelspannungsnetz in den Netzstationen in hohem Maße Automatisierungstechnik (Einrichtungen zur Fernmeldung der Fehlerorte und zur Fernsteuerung von Schaltern) zur Minimierung der Wiederversorgungszeiten eingesetzt.

Wenngleich wir – wie oben erwähnt – unterstellt haben, dass die genannten drei Netzkonzepte bei der Variation der exogenen Parameter nicht mehr verändert wurden, ist zu berücksichtigen, dass in der Praxis vielfach eine Korrelation zwischen „Versorgungsdichte“ und Komplexität der Netzkonzepte zu beobachten ist. So wird zum Beispiel das beschriebene einfache Netzkonzept in der Praxis häufiger in sehr ländlichen Versorgungsgebieten zu finden sein, als das aufwendige Netzkonzept (vergleichbar der Korrelation zum Verkabelungsgrad, vgl. Abschnitt 3.3.3).

Für die Anwendung der Modellnetzanalyse und der Zuverlässigkeitsanalyse wurden die so definierten Netzkonzepte der bereits erläuterten Parametervariation (vgl. S. 53) in den folgenden Wertebereichen unterzogen:

- Variation der Zählerdichte von 200 ... 80.000 Zählern/km²
- Variation der Anschlussdichte von 200 ... 4.000 Anschlüsse/km²
- Variation der Zählerkonzentration von 1 ... 20 Zähler/Anschluss
- Variation der Lastdichte von 0,2 ... 50 MW/km²

Die Ergebnisse dieser Modellrechnungen (blaue Punkte) sind in der nachfolgenden Graphik (Bild 3.9) zunächst schematisch im Gesamtüberblick über die Variation der Lastdichte dargestellt und werden mit einfachen Näherungsfunktionen mit Proportionalität zur Wurzel der Lastdichte ($\sim 1/\sqrt{x}$) für die verschiedenen Netzkonzepte verglichen (rot für einfaches, grün für mittleres und gelb für aufwändiges Netzkonzept). Der funktionale Zusammenhang wird auf S. 58 in Gleichung (2.5.4-1) und die analytische Herleitung im Exkurs zu erwarteten Proportionalitäten auf S. 58 genauer erläutert.

Wie im oberen Kasten rechts erläutert, kann die Lastdichte (wie auch alle anderen Parameter) nicht als einziger Parameter alle Veränderungen vollständig abbilden, sondern auch andere Parameter weisen ebenfalls einen gewissen Einfluss auf. Wie in Abschnitt 3.3.3 gezeigt wird, weist neben der Lastdichte auch die Anschlussdichte einen hohen Erklärungsgrad auf. In Abschnitt 3.3.5 zeigen wir, dass von diesen untereinander hoch korrelierten Einflussgrößen

die Lastdichte am besten geeignet ist, um strukturelle Abhängigkeiten zu erklären; daher werden die analytischen Herleitungen für die funktionalen Zusammenhänge hier für den Parameter Lastdichte exemplarisch erläutert.

Der Kasten rechts unten in Bild 3.9 weist auf die Grenzkostenermittlung (vgl. Abschnitt 3.2.4) hin; diese basiert darauf, unter sonst gleichen Gegebenheiten (also gleiche Anschlussdichte und, wie in Bild 3.9 dargestellt, gleiche Lastdichte) die Kostenunterschiede und die Qualitätsunterschiede unterschiedlicher Netzkonzepte zu bestimmen und aufeinander zu beziehen.

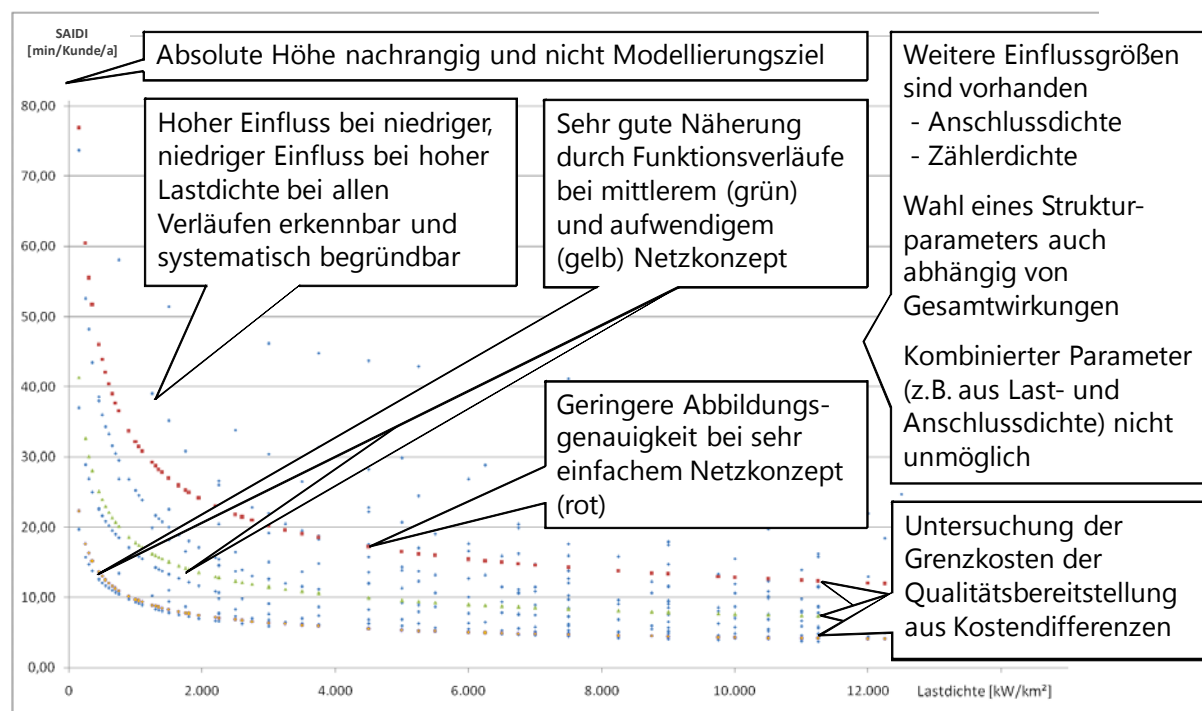


Bild 3.9: Darstellung der Ergebnisse der analytischen Modellrechnungen bezüglich der Variation der Lastdichte

Dabei ist der Wertebereich für SAIDI mit Unterbrechungsdauern von knapp 4 bis knapp 120 min/a je Kunde (Zähler) realitätsnah; die Zielsetzung der analytischen Untersuchung liegt allerdings, wie bereits dargelegt, nicht auf der Bestimmung der absoluten Werte, zumal die Kombination der jeweiligen Grenzen der oben angegebenen Wertebereiche (zum Beispiel hohe Anschlussdichte, hohe Zählerkonzentration und Lastdichten in Verbindung mit einfachen Netzkonzepten) auch die Grenzen der Modelle, der in ihnen umgesetzten Grundprinzipien und damit auch die Grenzen in der Realität tatsächlich auftretender Wertebereiche erreichen und überschreiten kann. Charakteristisch sind jedoch die Verläufe bei Veränderung der Parameter Anschlussdichte (hier nicht dargestellt) und Lastdichte, die für alle Parameterkom-

binationen und Netzkonzepte eine grundsätzlich hyperbelähnliche Form aufweisen. Dies bedeutet, dass Veränderungen der Lastdichte (und ähnlich der Anschlussdichte) einen hohen (niedrigen) Einfluss auf die Veränderung des SAIDIs bei niedriger (hoher) Lastdichte besitzen, der bei allen Verläufen erkennbar und systematisch begründbar ist. Die systematische Begründung wird nachfolgend im Exkurs zu erwarteten Proportionalitäten ausführlich erläutert (S. 58).

Die grundsätzliche Form kann für einige Netzkonzepte, wie bereits in Bild 3.12 (Kasten links oben) gekennzeichnet, gut durch den funktionalen Zusammenhang $1/\sqrt{x}$ angenähert werden. Für einfache Netzkonzepte gelingt diese Annäherung jedoch nicht in gleicher Güte, sondern es zeigen sich deutlichere Abweichungen.

Diese Abweichungen zeigen sich jedoch weniger ausgeprägt, wenn für die einfachen Netzkonzepte eine Näherungsfunktion nach der Form $1/x$ gebildet wird, die in Bild 3.10 dargestellt ist.

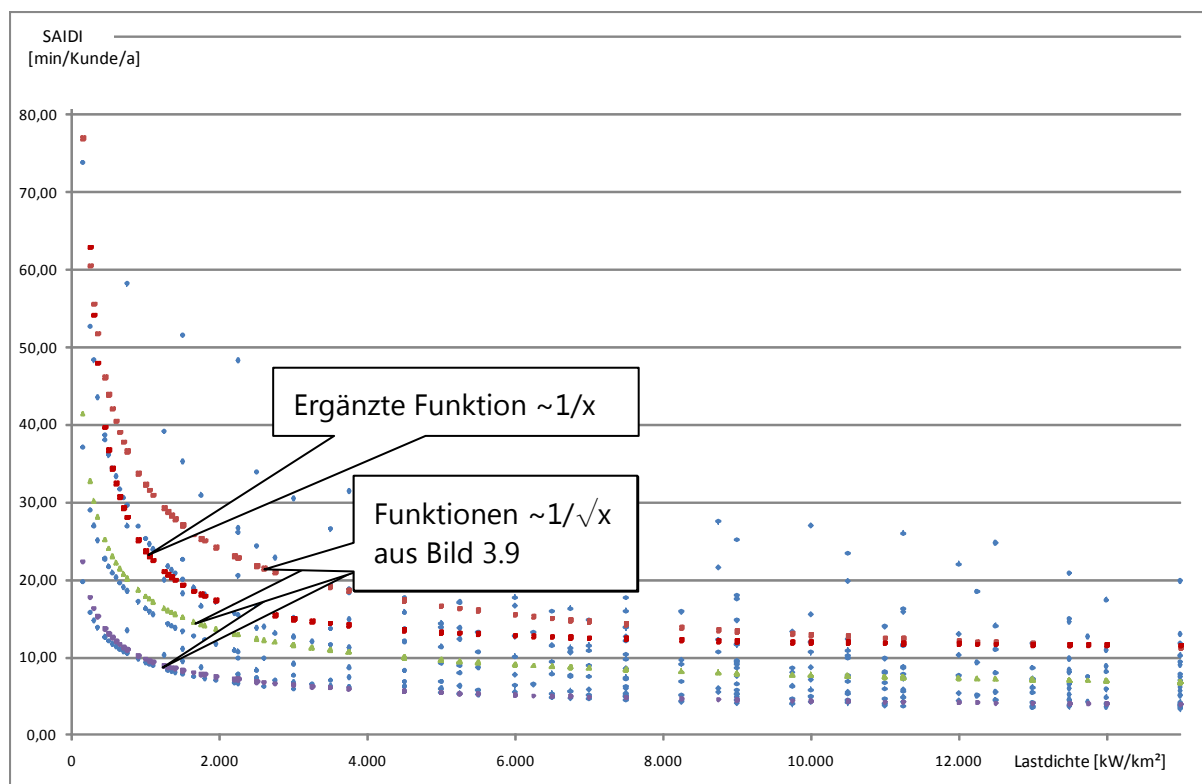


Bild 3.10: Test unterschiedlicher funktionaler Zusammenhänge zwischen Lastdichte und Versorgungszuverlässigkeit

Aufgrund dieser groben Sichtung der Ergebnisse lässt sich als Hypothese formulieren, dass der funktionale Zusammenhang zwischen Lastdichte und Versorgungszuverlässigkeit durch

die Formel
$$y(x) = \frac{a}{x^c} + b \quad (2.5.4-1)$$

mit y: Versorgungsunterbrechungen, hier: SAIDI

x: Versorgungsdichte, hier: Lastdichte

a, b, c: zu bestimmende Konstanten

gut angenähert werden kann. Für die beiden oben dargestellten Näherungskurven (mittleres und aufwendiges Netzkonzept) sowie für das einfache Netzkonzept (rote Punktlinie) wären die Werte dann $c = 0,5$ und $c = 1$ zu setzen.

Exkurs zu erwarteten Proportionalitäten

Diese Hypothese kann durch die folgenden Überlegungen gestützt werden:

Am Ausgangspunkt steht ein stilisiertes Verteilungsnetz wie in Bild 3.11 dargestellt. Es weist in einer quadratischen Versorgungsfläche homogen verteilte Anschlusspunkte mit jeweils identischen Anschlusslasten (Elementarlasten) auf. Die Leitungsverbindungen haben ihren Ausgangspunkt in einer Ortsnetzstation (Niederspannung) oder einem Umspannwerk (Mittelspannung). Für die Länge der Leitungen wird die maximale Stromtragfähigkeit als maßgeblich angesehen³²; Spannungshaltungsaspekte werden nicht betrachtet. Ferner werden hier vereinfachend nur die reinen Abgangslängen betrachtet und Querverbindungen zwischen den Abgängen sowie Anschlussleitungen werden vollständig vernachlässigt.

Für die Abschätzung der Proportionalitäten ist jeweils auf ein vergleichbares Kundenkollektiv abzustellen, da genau dieser Effekt durch die Indexdefinitionen für SAIDI und andere Kenngrößen erreicht wird. Bei einer Veränderung des Kundenkollektivs würde sich auch die Bezugsgröße der Indexwerte verändern, so dass eine direkte Interpretation erschwert würde.

³² Dies bedeutet, dass so viele Anschlusspunkte mit einem Abgang versorgt werden, bis die maximale Stromtragfähigkeit der Leitungsverbindung erreicht ist.

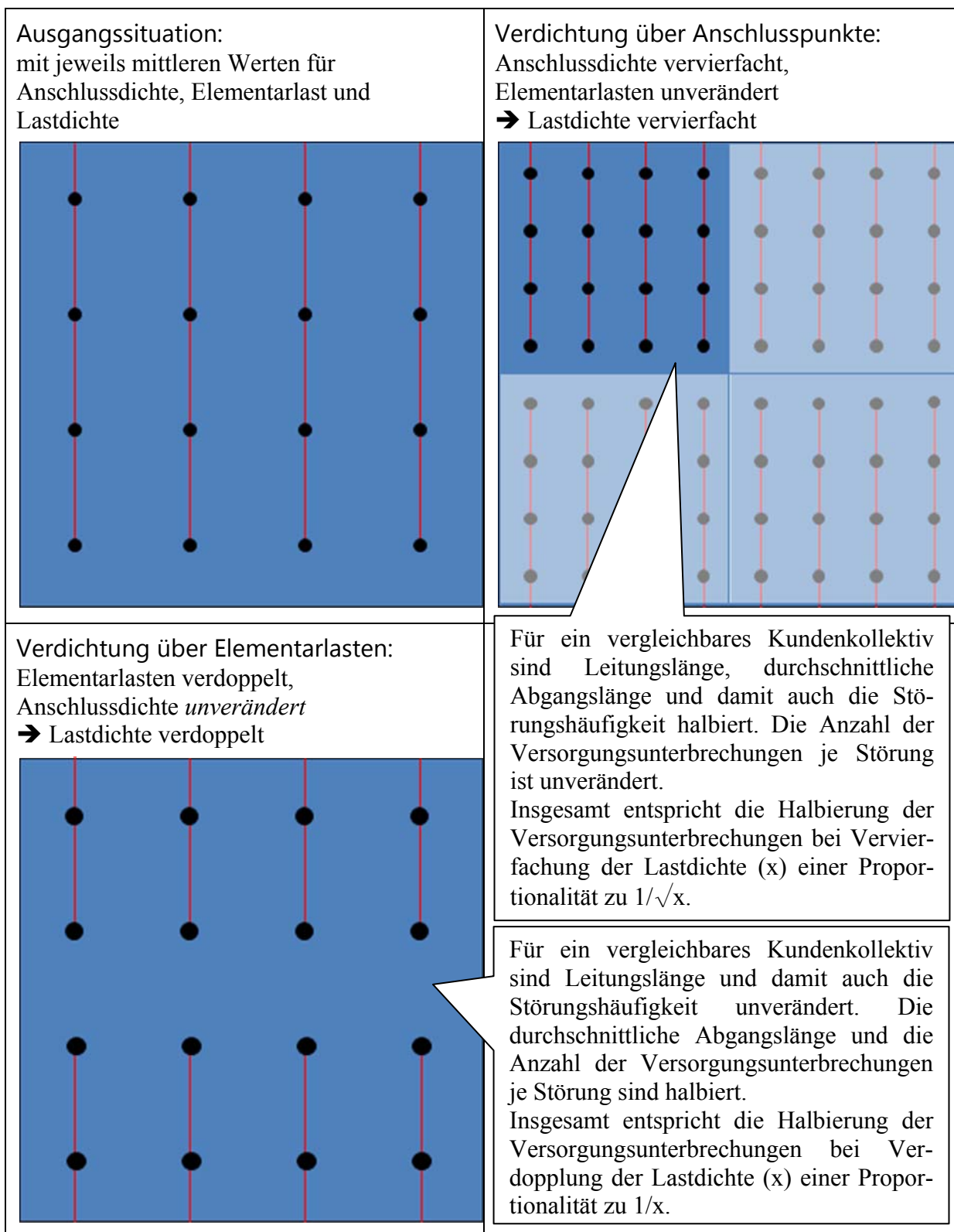


Bild 3.11: Schematische Darstellung wesentlicher Einflussfaktoren auf die Versorgungszuverlässigkeit

Aus den schematischen Darstellungen in Bild 3.11 kann eine funktionale Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit von Veränderungen der Lastdichte in zwei Richtungen abgeleitet werden:

- Gegenüber der Referenz (oben links) mit 16 Anschlusspunkten entsprechend 16 Kunden wird die Lastdichte durch eine *Veränderung der Anschlussdichte (nach rechts)* erhöht, wobei die einzelne Elementarlast unverändert bleibt. Anschaulich würde das einer engeren Besiedlung mit ansonsten gleichen Einzelobjekten entsprechen. Im stilisierten Beispiel oben rechts ergibt sich mit einer Halbierung der Abstände in beiden geographischen Richtungen insgesamt eine Vervierfachung der Anschlussdichte und damit auch der Lastdichte. Oben rechts in Bild 3.11 gibt es daher statt 16 nunmehr insgesamt 64 Anschlusspunkte auf einer vergleichbaren Fläche. Da die maßgeblichen Qualitätskennzahlen (insbesondere SAIDI) auf die Anzahl der Kunden bezogen sind, muss die Anzahl der Kunden (das betrachtete Kundenkollektiv) mit den ursprünglichen Verhältnissen oben links vergleichbar gemacht werden, was bei einem Viertel der Fläche mit wiederum 16 Anschlusspunkten der Fall ist. Wie in der Abbildung veranschaulicht ist, werden diese 16 Anschlusspunkte mit der halben Leitungslänge versorgt; auch die durchschnittliche Abgangslänge wird halbiert. Damit wird auch die Häufigkeit von Störungen halbiert. Das Verhältnis der Störungen zu dadurch verursachten Versorgungsunterbrechungen bleibt unverändert, zum Beispiel verursacht eine Störung am Beginn des Abgangs weiterhin vier Versorgungsunterbrechungen. Damit resultiert aus der Halbierung der Störungen auch eine Halbierung der Versorgungsunterbrechungen. Bei unveränderter Störungsdauer folgt hieraus eine Halbierung der Nichtverfügbarkeit, die – unter sonst unveränderten Bedingungen – bei Vervierfachung der Lastdichte (x) im Wege der Anschlussverdichtung einer Proportionalität $VU \sim 1/\sqrt{x}$ entspricht.
- Wird hingegen die Lastdichte gegenüber der Referenz oben links erhöht, indem (**nach unten**) die *Last je Anschlusspunkt* (Elementarlast) erhöht wird, wobei die Anschlussdichte unverändert bleibt, so bleibt das Kundenkollektiv mit 16 Anschlüssen im betrachteten Flächenelement unverändert. Im stilisierten Beispiel unten links ergibt sich bei einer Verdoppelung der Elementarlasten eine Verkürzung der durchschnittlichen Abgangslängen, weil die Stromtragfähigkeit der Leitungen bereits mit zwei anstatt mit vier Anschlusspunkten erreicht wird. Die gesamte Leitungslänge und damit die Störungshäufigkeit bleibt im Wesentlichen unverändert, während die Auswirkungen einer Störung auf die Anschlusspunkte

abnimmt: Die Versorgungsunterbrechungen je Störung werden im Durchschnitt halbiert, so dass auch insgesamt die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und bei unveränderter Störungsdauer die Nichtverfügbarkeit halbiert wird. Insgesamt ergibt sich so bei Verdoppelung der Lastdichte (x) über die Erhöhung der Elementarlasten und Halbierung der Nichtverfügbarkeit eine Proportionalität $VU \sim 1/x$.

Mit diesen Betrachtungen zu Bild 3.11 wird auch ein systematischer Vorteil des Parameters Lastdichte (zum Beispiel gegenüber der Anschlussdichte als Strukturparameter) deutlich, da die Lastdichte sowohl Effekte aus der Veränderung der Elementarlast als auch aus der Veränderung der Anschlussdichte erfasst.

Hieraus lässt sich also der Schluss ziehen, dass sich

- bei einer Veränderung der Lastdichte nur durch Veränderung der Anschlussdichte (also ohne Veränderung der Last je Anschlusspunkt) die Versorgungsunterbrechungen umgekehrt proportional zur Wurzel der Lastdichte

$$VU \sim \frac{1}{\sqrt{\text{Lastdichte}}}$$

und

- bei einer Veränderung der Lastdichte nur durch Veränderung der Elementarlasten (Last je Anschlusspunkt, ohne Veränderung der Anschlussdichte) umgekehrt proportional zur Lastdichte

$$VU \sim \frac{1}{\text{Lastdichte}}$$

verändern.

Auch diese Betrachtung zeigt, dass die allgemeinere Formulierung in Gleichung (2.5.4-1) eine gute Abbildbarkeit der strukturellen Abhängigkeit der Versorgungsunterbrechungen von der Lastdichte erwarten lässt. Nicht berücksichtigt ist in Bild 3.11 allerdings neben einer in der Regel inhomogenen Verteilung der Anschlusspunkte (die allerdings den grundsätzlichen Erwägungen nicht entgegensteht) die unterschiedliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen; die Zeit bis zur Wiederversorgung kann jedoch auch bei einheitlichen Netzkonzepten von der Versorgungsdichte erheblich beeinflusst werden. Die prinzipiellen Abläufe sind in Anhang C ausführlich beschrieben und können dazu führen, dass geringere Abgangslängen und geringere Abstände zwischen den Stationen aufgrund schnellerer Fehlerortung und kürze-

rer Fahrzeiten auch eine schnellere Wiederversorgung ermöglichen. (In der Tendenz führt dies zu einer Verkürzung der Unterbrechungsdauern und zu einer Verstärkung der oben beschriebenen Effekte mit Bezug auf die Nichtverfügbarkeit; mit steigender Lastdichte steigt allerdings auch die Verkehrsdichte und die Erreichbarkeit der Stationen nimmt ab, da häufig Einbaustationen in schwer zugänglichen Gebäuden vorliegen, so dass die Unterbrechungsdauern wieder steigen können). Eine exakte Entsprechung der analytischen Modellergebnisse zu diesen einfachen Herleitungen ist aus diesen Gründen nicht zu erwarten.

Weitere, im folgenden (Bild 3.12 und Bild 3.13) dargestellte Auswertungen der analytischen Modellergebnisse in Form von Wertereihen, bei denen im Sinne dieses Exkurses einer der beiden modellierten Einflussfaktoren auf die Lastdichte [kW/km²] (also Anschlussdichte [Anzahl Anschlusspunkte/km²] und Elementarlasten [kW/Anschlusspunkt]) konstant gehalten wird, schärfen das Bild weiter. Wird zum einen die Anschlussdichte konstant gehalten, so dass sich die Lastdichte nur über die Höhe der Elementarlasten verändert, so zeigen sich Verläufe wie nachfolgend beispielhaft dargestellt (Bild 3.12):

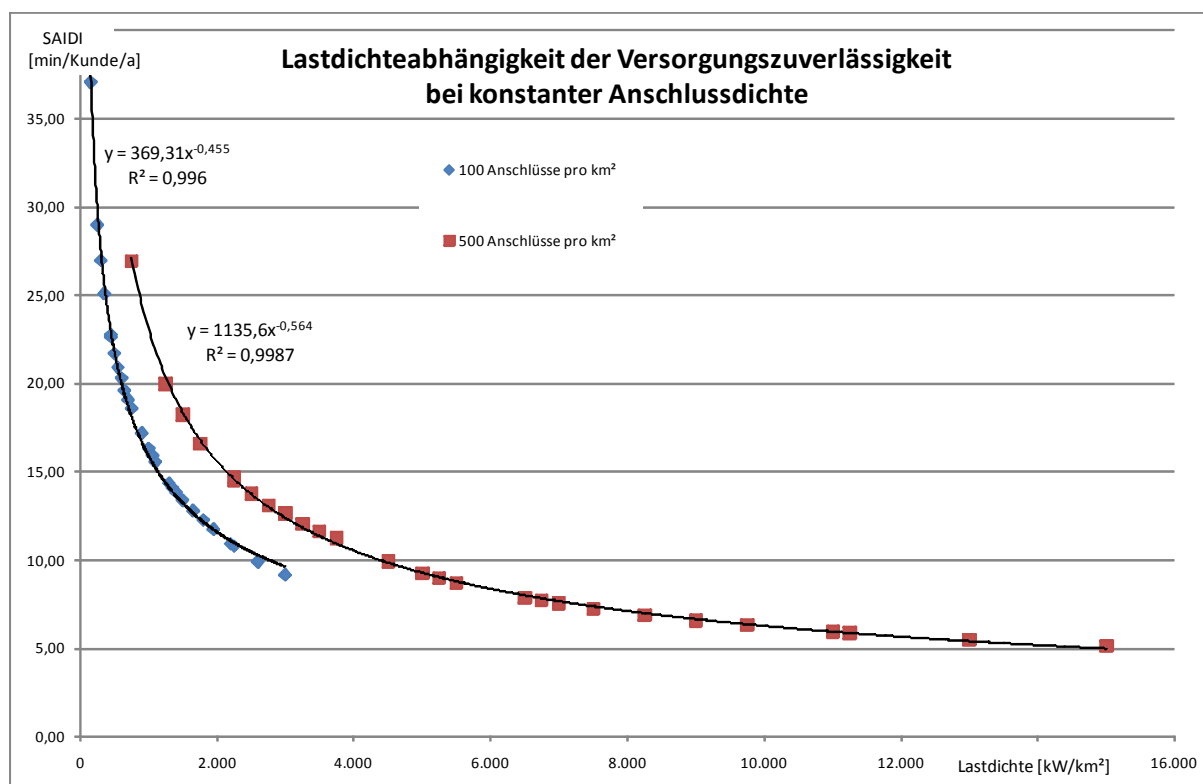


Bild 3.12: Lastdichteabhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit bei konstanter Anschlussdichte und variierter Elementarlast

Für die hier dargestellten Verläufe stellt sich entsprechend Formel 3.1 eine gute Annäherung mit einem Exponenten c nahe 0,5 (entsprechend der Wurzelfunktion) ein, während aus den im Exkurs ausgeführten vereinfachenden Grundsatzüberlegungen eine Proportionalität zu $1/x$, also 1 als Exponent c in Formel 3.1, resultierte. Es zeigt sich ferner bereits an dieser exemplarischen Darstellung, dass mit der Bezugnahme auf die Lastdichte keine einheitlichen Kurvenverläufe oder Parametrierungen erreicht werden können. Konkret ist die Anschlussdichte ebenfalls ein Einflussparameter auf die modellierten Nichtverfügbarkeiten bzw. SAIDI-Werte. Trotz der deutlich unterschiedlichen Anschlusszahlen (500 gegenüber 100 Anschlüsse pro km^2) ergeben sich aber weitaus geringere Unterschiede in den lastdichteabhängigen Modellwerten als bei einer vergleichbaren Variation der Lastdichte selbst (etwa $5.000 \text{ kW}/\text{km}^2$ gegenüber $1.000 \text{ kW}/\text{km}^2$), so dass die vorrangige Abhängigkeit von der Lastdichte als primärem Strukturparameter deutlich erkennbar ist. Die Wirkung des sekundären Einflussparameters Anschlussdichte kann damit erklärt werden, dass bei höherer Anschlusszahl auch der Aufwand und damit die Zeitdauer für die Wiederversorgung ansteigen kann, wenn beispielsweise für die Fehlerortung und -behebung die Anfahrt einer höheren Anzahl von Stationen (bei gleicher Lastdichte und gleicher Fläche) erforderlich ist als bei einer stärkeren Konzentration der Last auf weniger Anschlusspunkte (vgl. auch Abschnitt 0).

Bei Konstanz der Elementarlasten (also Veränderung der Lastdichte nur über Variation der Anzahl der Anschlusspunkte) zeigt sich an beispielhaften Wertereihen aus den analytischen Modellreihen ein ähnliches Ergebnis (Bild 3.13):

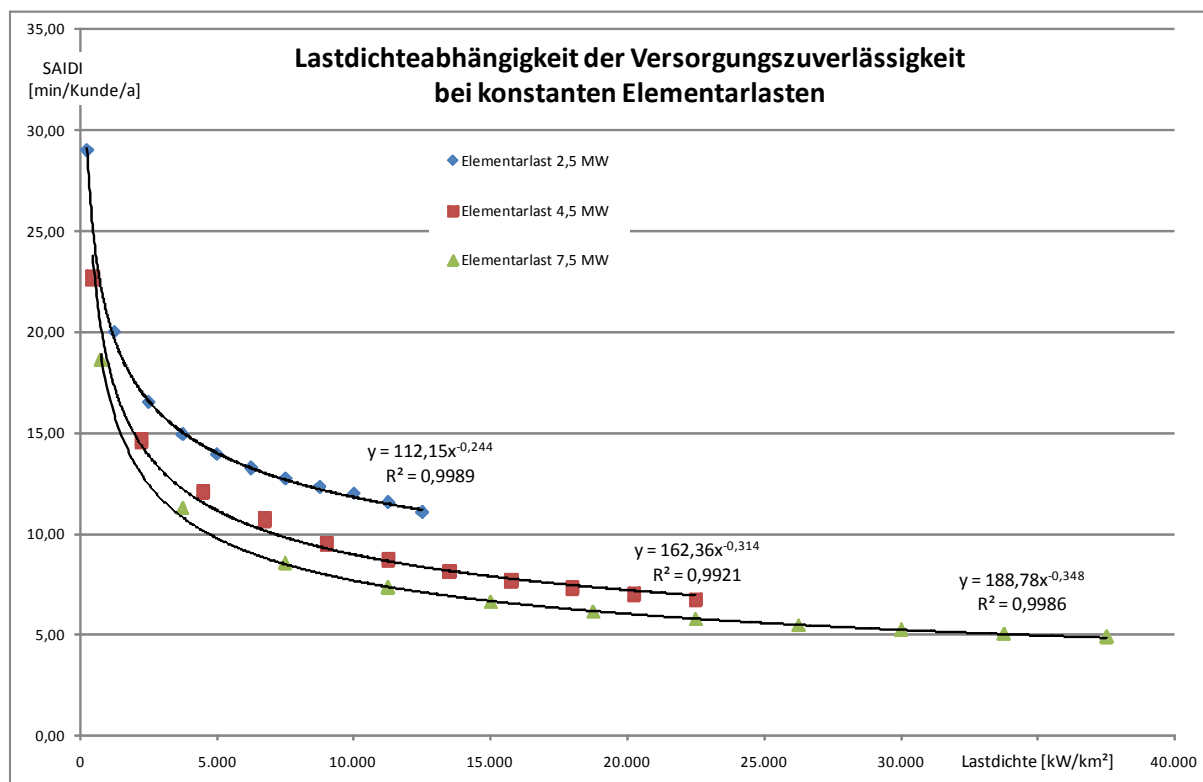


Bild 3.13: Lastdichteabhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit bei konstanten Elementarlasten und variierter Anschlussdichte

Auch hier liegen die Exponenten unterhalb des Wertes, der aus den vereinfachenden Grundsatzüberlegungen im Exkurs resultierte ($c = 0,5$ für Proportionalität zu $1/\sqrt{x}$). Eine Proportionalität stellt sich eher für Exponenten c im Bereich um $1/3$ ein, also entsprechend $1/\sqrt[3]{x}$. Ferner ist auch in dieser exemplarischen Darstellung erkennbar, dass die Lastdichte die Versorgungszuverlässigkeit in den analytischen Modellrechnungen nicht vollständig determiniert, sondern auch die Höhe der Elementarlasten (die sich umgekehrt proportional zur Anschlussdichte verhält) einen gewissen Einfluss aufweist. In Bild 3.13 vertikal von unten nach oben betrachtet verteilen sich die konstanten (Gesamt-)Lasten in der konstanten Fläche auf eine zunehmende Anzahl von Anschlusspunkten (daraus resultieren abnehmende Höhen der Elementarlasten pro Anschlusspunkt), die in der analytischen Zuverlässigkeitsmodellierung einen höheren Aufwand für die Wiederversorgung und damit längere Unterbrechungszeiten nach sich ziehen.

Erklärungsbeiträge für das in beiden Einzelbetrachtungen für konstante Anschlussdichten und Elementarlasten erkennbare langsamere Absinken (niedrigere Zahlenwerte für die Exponenten) gegenüber den Ableitungen im Exkurs können ferner Störungsbeiträge außerhalb der

Leitungen, teilweise Zunahme der Leitungslängen (im Exkurs vernachlässigt) und Berücksichtigung der betrieblichen Aspekte (Anfahrten, Fehlerortung etc.) in der analytischen Modellierung auf Basis von Modellnetzanalyse und Zuverlässigkeitsanalyse sein, während sich der Exkurs nur auf die Entstehung und Auswirkung von Störungen entsprechend den vereinfachten Abgangslängen bezog.

Eine eindeutige Parametrierung der in Gleichung (2.5.4-1) gegebenen Konstanten ist damit vorliegend nicht möglich und wird in Abschnitt 3.3.5 wieder aufgegriffen. Die Parameterauswahl in Form der Lastdichte als bestgeeignete Kenngröße wird jedoch durch die erheblich geringeren Einflüsse alternativer Parameter (Anschlussdichte, Last je Anschlusspunkt) gestützt.

3.2.4 Abschätzung der Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung

Wie bereits in den Hinweisen in Bild 3.9 im Kasten rechts unten illustriert, bieten die Ergebnisse der analytischen Modellrechnungen auch eine grundsätzliche Möglichkeit, Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung zu berechnen. Die Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung sind die zusätzlichen Kosten, die gegenüber einem bestimmten Zustand bzw. dem bestehenden Zuverlässigkeitsniveau eines Netzes aufgewendet werden müssen, um die Netzqualität - hier die Netzzuverlässigkeit gemessen in Nichtverfügbarkeitsminuten pro Jahr - zu verbessern. Die Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung sind, wie bereits in Bild 2.2 illustriert, als Entscheidungsgrundlage für die Qualitätsoptimierung im unternehmensindividuellen Entscheidungsprozess als effiziente Bewertungsgrundlage zu verwenden.

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse können naturgemäß unternehmensindividuelle Aspekte in keiner Weise berücksichtigen und sind daher nur als allgemeine Abschätzung zu verstehen. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Versorgungsaufgaben und implizit modellierter Maßnahmen zur Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit sind die Werte sehr weit gestreut und lassen in dieser Allgemeinheit nur sehr vorsichtige Schlüsse zu.

Das methodische Vorgehen ist dabei wie folgt:

Für die verschiedenen unter Abschnitt 3.2.3 beschriebenen Versorgungsfälle in Bild 3.9 wurden Netze mit unterschiedlichen Netzkonzepten (einfach, mittel, aufwändig) berechnet (vgl. die Angabe der Wertebereiche und Beschreibung der Netzkonzepte in Abschnitt 3.2.3) und hinsichtlich der Kosten und Versorgungszuverlässigkeit ausgewertet. Im Vergleich des je-

weils einfachen und aufwändigen Konzepts mit dem mittleren für ein und dieselbe Versorgungsaufgabe lassen sich aus den Modellrechnungen dann zum einen Kostenunterschiede ermitteln (also regelmäßig höhere Kosten für das aufwändige und niedrigere Kosten für das einfache Netzkonzept gegenüber dem mittleren), zum anderen unterschiedliche Kenngrößen für die Versorgungszuverlässigkeit (hier: Nichtverfügbarkeit, also regelmäßig geringere Nichtverfügbarkeiten für das aufwändige und höhere Nichtverfügbarkeiten für das einfache Netzkonzept). Die durch die Differenzen in den Nichtverfügbarkeitsminuten dividierten Kostendifferenzen lassen sich dann als Grenzkosten der Qualitätsveränderung gegenüber dem Qualitätsniveau im mittleren Konzept interpretieren.

Nachfolgend zeigt Bild 3.14 Auszüge aus den Ergebnissen auf Basis der analytischen Modellrechnungen. In Bezug auf klare Einflussparameter auf die Höhe der Grenzkosten können diese Ergebnisse noch nicht belastbar ausgewertet werden. Dies war jedoch auch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

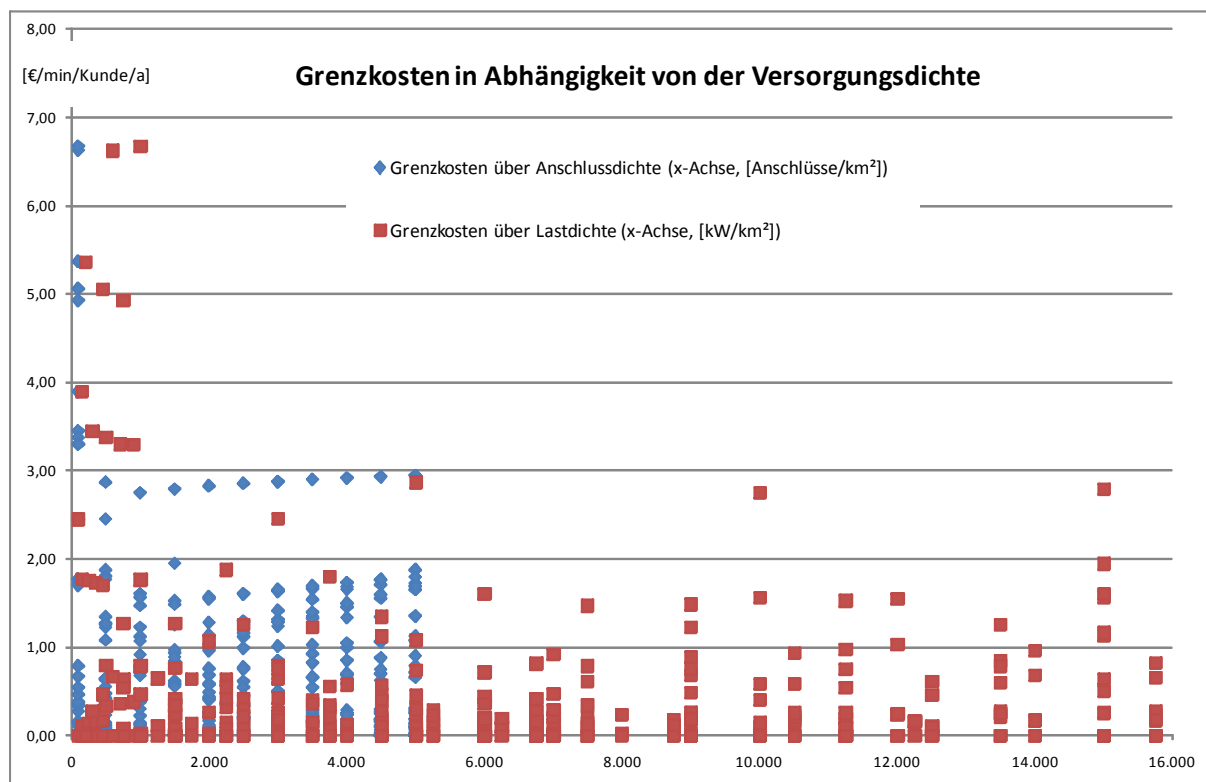


Bild 3.14: Modellergebnisse für die Bandbreite der Grenzkosten der Qualitätsänderung

Erkennbar ist, dass die Grenzkosten in allen hier betrachteten Wertebereichen für Anschluss- und Lastdichte sehr stark streuen. Dies verdeutlicht die Komplexität der Optimierungsaufgabe, vor der die Netzbetreiber in der Bewertung ihrer individuellen Netzzuverlässigkeit stehen,

und belegt damit auch, dass eine solche Optimierung keinesfalls durch eine zentrale Stelle wie zum Beispiel die Bundesnetzagentur für alle Netzbereiche durchführbar wäre.³³

Die teilweise sehr hohen Grenzkosten in Bild 3.14 (insbesondere bei sehr niedriger Versorgungsdichte) können durch die Tatsache erklärt werden, dass hohe Mehrkosten für aufwändigere Netzkonzepte auf sehr geringe Kundenzahlen und die dort anfallenden oder vermiedenen Nichtverfügbarkeitsminuten bezogen werden müssten. Aus derartigen Gründen sind die dargestellten (sehr) hohen Kosten nicht als praxisrelevant einzustufen.

Dies stellt sich bei den unteren Kostenbereichen anders dar. Hier können zunächst zahlreiche Fälle erkannt werden, in denen die Qualitätsgrenzkosten nahe Null liegen, was in entsprechenden Fallkonstellationen auch realitätsnahe Werte sind; das heißt hier liegen die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen Netzkonzepten tatsächlich auf einem niedrigen Niveau, da das Optimum der Netzkosten sehr flach ausgeprägt ist, also unterschiedliche Netzkonzepte sehr geringe Kostenunterschiede aufweisen. Hinzu kommt, dass einige – insbesondere auch kostengünstige – Einzelmaßnahmen im Rahmen dieser Untersuchung nicht einzeln modelliert werden konnten, sondern im Rahmen der drei Netzkonzepte zusammengefasst wurden. Für einzelne Maßnahmen ergeben sich, wie auch Zuverlässigkeitsanalysen für eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern zeigen, regelmäßig sehr geringe Kosten bei erheblichen (positiven) Effekten auf die Versorgungszuverlässigkeit.

Konkret ist hier derzeit in erster Linie der Einsatz von Automatisierungstechnik zu nennen. In der Praxis zeigt sich, dass sich durch gezielten Einsatz von Fernmelde- und Fernsteuereinrichtungen in einigen wenigen Netzstationen im Mittelspannungsnetz die Unterbrechungsdauer und damit die Nichtverfügbarkeit bei – im Vergleich zu den gesamten Netzkosten – geringen Zusatzkosten deutlich verringern lassen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass das Ergreifen solcher Maßnahmen in vielen Fällen zunächst einen durchaus nennenswerten Anfangsaufwand verursacht, da zum Beispiel häufig die Möglichkeit einer Anbindung der Automatisierungseinrichtungen an das Netzleitsystem erst geschaffen werden muss.

³³ Eine solche Optimierung im Detail (und damit auch die Auswahl, welcher der in Bild 3.14 vereinfacht dargestellten Punktwerte für den einzelnen Netzbereich zutrifft) wäre aber die Voraussetzung, um korrekte Vorgaben für eine Zielqualität machen zu können, vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.2.

Insgesamt können damit für die Größenordnung der Grenzkosten folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Weitere (grundsätzlich auch modellierbare) Einflussparameter auf die Grenzkosten sind wiederum die strukturellen Einflussparameter
 - Lastdichte und
 - Anschlussdichte und andere mehr.
- Die modellierten Grenzkosten weisen eine hohe Bandbreite auf:
 - Die untere Grenze liegt nahe Null (unter 0,01 €/min/Kunde/a),
 - die obere Grenze kann realistisch auf etwa 2 €/min/Kunde/a abgeschätzt werden; die höheren Rechenergebnisse beschreiben Optionen, die in der Praxis nicht entscheidungsrelevant sind.
- Eine Vielzahl der entsprechend Abschnitt 3.2.3 betrachteten Modellfälle deckt auch den Bereich von 0,18-0,25 €/min/Kunde/a ab, in dem die Quantifizierung der Anreizrate im Rahmen der Monetarisierung liegt (vgl. Abschnitt 3.4). Hieraus kann die realitätsnahe und plausible Größenordnung der dort hergeleiteten Empfehlung von 0,18 €/min/Kunde/a bestätigt werden.

3.3 Statistische Untersuchungen struktureller Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit

Im Folgenden werden die in Abschnitt 2.3.11 bereits angesprochenen Untersuchungsergebnisse zur Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit von gebietsstrukturellen Einflüssen abgeleitet und erläutert. Dafür sind zunächst relevante Einflussfaktoren zu bestimmen, für die dann geeignete Funktionsverläufe so abzuleiten sind, dass diese einen möglichst großen Teil der Zuverlässigkeitsunterschiede erklären. Eine vollständige Erfassung der empirisch erkennbaren Zuverlässigkeitsunterschiede durch exogene Einflussfaktoren ist allerdings nicht zu erwarten, sondern geringere Erklärungsbeiträge als bei Regressionsuntersuchungen im Rahmen der Effizienzbewertung, da

- bei Durchschnittsbildung über mehrere Jahre aufgrund der Stochastik des Störungsgeschehens eine nennenswerte Streuung verbleibt (s. Abschnitt 3.1.3) und

- aus zahlreichen Untersuchungen an realen Netzen und Modellnetzen (zum Beispiel [6]) bekannt ist, dass die Freiheitsgrade der Netzbetreiber in Planung und Betrieb Unterschiede des Versorgungszuverlässigkeitsniveaus bei gleicher Versorgungsaufgabe mindestens um den Faktor zwei bedingen.

3.3.1 Methodisches Vorgehen

Grundlage der Untersuchung sind die Meldungen zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG für die Jahre 2006 – 2008 und die Strukturdatenerhebung für den Effizienzvergleich des Jahres 2007. Dabei werden nur Daten von Netzbetreibern betrachtet, die dem Regelverfahren der Anreizregulierung unterliegen (vgl. Abschnitt 2.3.6). Auf Basis der Versorgungsunterbrechungsdaten werden die DISQUAL-Kenngrößen unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.3.7 genannten Abgrenzungen getrennt nach Netzebenen und differenziert nach stochastischen und angekündigten Ereignissen berechnet. Da der Untersuchung die Rohdaten in der gemeldeten Form zugrunde liegen, wird eine grobe Prüfung auf Plausibilität der Daten durchgeführt und offensichtlich fehlerhafte Daten werden korrigiert bzw. entfernt. Bei einer endgültigen Festlegung der Referenzfunktion sind die durch die Bundesnetzagentur eingehend geprüften Daten zu verwenden.

Um darüber hinaus den Einfluss stochastischer Effekte bei der Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs möglichst gering zu halten, erfolgen die Untersuchungen auf Basis des Durchschnitts der Zuverlässigkeitskenngrößen über drei Jahre. Dies entspricht der in den Abschnitt 2.3.10 vorgeschlagenen und in Abschnitt 3.1.3 näher motivierten Durchschnittsbildung zur Dämpfung der Volatilität. Von insgesamt 191 MS- und 190 NS-Netzen liegen von 127 bzw. 129 Netzen Daten über drei Jahre für die MS- bzw. NS-Ebene vor. Diese bilden somit die Grundlage der Untersuchungen. Die jeweilige Differenz wurde aufgrund fehlender oder fehlerhafter Daten nicht betrachtet. Davon entfällt der Großteil auf nicht lückenlos über 3 Jahre vorliegende Daten zur Versorgungsunterbrechungen bzw. Strukturdaten (mit deutlich abnehmender Tendenz bis 2008). Nur in etwa 35 Fällen ist die Nichtberücksichtigung durch die Plausibilitätsprüfung motiviert, die in meistens nur einem Jahr angeschlagen hat (insbesondere fehlende Angaben zu Grundgesamtheiten). Trotz der Reduktion halten die Gutachter die verwendete Datenbasis für hinreichend repräsentativ, um grundsätzliche Abhängigkeiten aufzeigen zu können, zumal der Großteil der nicht berücksichtigten Daten auf Netzbetreiber-

wechsel zurückzuführen sein dürfte und damit keine systematische Ergebnisveränderung zu erwarten ist.

Die Identifikation relevanter Strukturparameter erfolgt in einem ersten Schritt durch Prüfung der einzelnen Parameter auf grundsätzliche Signifikanz. Hierbei werden sowohl exogene als auch endogene Parameter betrachtet, um zunächst möglichst alle relevanten Parameter zu erfassen. Die Zuverlässigkeitskenngröße SAIDI wird bezogen auf den betrachteten Parameter sortiert und dann in drei Klassen gleicher Stichprobengröße aufgeteilt. Lassen sich anschließend signifikante Unterschiede – insbesondere beim Mittelwert der Stichproben – feststellen, hat der Strukturparameter einen signifikanten Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit. Der Vergleich zweier Stichproben nach Kolmogoroff und Smirnow (KS-Test) liefert die gewünschte Aussage zur Signifikanz eines Unterschiedes. Es handelt sich dabei um einen verteilungsunabhängigen Test, der auch bei unterschiedlichen Streubreiten und Verteilungsformen der Stichproben belastbare Ergebnisse liefert und damit dem t-Test oder U-Test vorzuziehen ist [4]. Die Irrtumswahrscheinlichkeit der Ergebnisse wird für alle Untersuchungen praxisüblich auf 5 % angesetzt.

Für die als relevant identifizierten Parameter wird in einem zweiten Schritt eine Korrelationsuntersuchung durchgeführt. Dies ermöglicht die Reduktion der zu kombinierenden Parameter, ohne einen relevanten Einflussfaktor unberücksichtigt zu lassen. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass es ohne eine Korrelationsbetrachtung zu Scheinsignifikanzen aufgrund einer Überlagerung unterschiedlicher Einflüsse kommen kann. Liegt eine starke Korrelation zwischen zwei Strukturparametern vor, kann dies zu einem positiven Signifikanztest des eigentlich irrelevanten Parameters führen, da diese Signifikanz eigentlich auf dem ursächlichen Parameter beruht. Zum Einsatz kommen hier der Korrelationskoeffizient nach Pearson für den Test auf lineare Abhängigkeit und der Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman für den Test auf nichtlineare Abhängigkeit [4].

Im Rahmen der Korrelationsuntersuchung erfolgt ein Test auf Ausreißer, da diese den Koeffizienten beeinflussen und damit insbesondere bei kleinen Stichproben Über- oder Unterschätzungen der Abhängigkeit zweier Parameter hervorrufen können. Ausreißer sind in diesem Zusammenhang Randpunkte der betrachteten Punktwolke, deren Löschung aus den Daten den Korrelationskoeffizienten deutlich verändert. Als Beispiel sei hier die Inhomogenitätskorrelation genannt, bei der ein Ausreißer zu einer deutlichen Überschätzung der Korrelation führt. Um die Sensitivität gegenüber Ausreißern zu minimieren und da stochastische Effekte

bei der ausschließlichen Betrachtung von Strukturmerkmalen nur in geringem Umfang zu erwarten sind, werden alle verfügbaren Daten verwendet, so dass sich die Datenbasis auf 191 (MS) bzw. 190 (NS) Werte erweitert.

In einem dritten Schritt folgt die Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs zwischen dem relevanten Strukturparameter und der beobachteten Versorgungszuverlässigkeit. Die Berechnungen beschränken sich auf die in der Grundvariante betrachtete Kenngröße SAIDI. Ausgehend von der grafischen Darstellung der Punktwolke lassen sich passende Funktionsverläufe bereits erahnen, außerdem werden Ergebnisse der analytischen Untersuchungen aus Abschnitt 3.2 berücksichtigt.

Die Bestimmung der Konstanten erfolgt anschließend über eine Regressionsanalyse. Dabei wird zunächst jeder Strukturparameter einzeln betrachtet, bevor eine Kombination unterschiedlicher Parameter erfolgt. Die Berücksichtigung mehrerer Parameter ermöglicht dabei eine Bestätigung und Absicherung der Ergebnisse der Korrelationsuntersuchung, indem ausgehend vom Erklärungsbeitrag eines Strukturparameters mit Hilfe eines F-Testes die Signifikanz der Veränderung des Erklärungsbeitrags durch Ergänzung eines weiteren Parameters bestimmt wird. Für stark korrelierte Parameter ist kein zusätzlicher Erklärungsbeitrag zu erwarten.

3.3.2 Untersuchte Parameter

Die im Rahmen der Effizienzbewertung erhobenen Strukturparameter stellen absolute und daher mit der Netzgröße steigende Größen dar, die nicht unmittelbar den DISQUAL-Kenngrößen gegenüber gestellt werden können, da diese als Durchschnitt für alle Letztverbraucher des Netzes berechnet werden. Bei der Bestimmung der Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt ein Bezug auf Letztverbraucher (NS) bzw. die installierte Bemessungsscheinleistung (MS) als Letztverbraucher-Äquivalent. Ein Bezug der Strukturparameter auf Letztverbraucher ist allerdings nicht zwingend, aber ihre ‚Normierung‘ durch die Ableitung von ‚Dichte-Parametern‘. Alternativ lassen sich auch die Zuverlässigkeitskenngrößen in absolute Größen umrechnen und damit den Strukturdaten gegenüberstellen. Dies erscheint jedoch wenig zielführend, da aus analytischen Untersuchungen jeweils Abhängigkeiten von ‚Dichte-Parametern‘ resultieren.

In der vorliegenden Untersuchung werden mittels geeigneter Bezugsgrößen aus den Strukturdaten ‚Dichte-Parameter‘ abgeleitet. Da die resultierenden Strukturparameter die exogenen

gebietsstrukturellen Einflüsse möglichst gut abbilden sollen, ergibt sich die folgende Auswahl:

- Fläche (MS geografisch, NS versorgt und geografisch)
- Anzahl Letztverbraucher (NS)
- Jahreshöchstlast und Jahresarbeit
- Anschlusspunkte
- Dezentrale Erzeuger (Anschlusspunkte und Leistung)

Die dargestellten exogenen Parameter werden in den Untersuchungen sowohl als Strukturparameter als auch Bezugsgröße (Fläche, Letztverbraucher, Jahreshöchstlast, Anschlusspunkte) geprüft. Darüber hinaus werden vor dem Hintergrund der berücksichtigten Parameter im Effizienzbenchmark folgende endogene Strukturparameter im Zähler der ‚Dichte-Parameter‘ berücksichtigt:

- Anzahl Ortsnetzstationen MS/NS
- Stromkreislänge (SKL)
- Anteil Kabel/Freileitung
- Installierte Bemessungsscheinleistung (MS)
- Anteil installierter Leistung von Letztverbraucherstationen an der Gesamtleistung

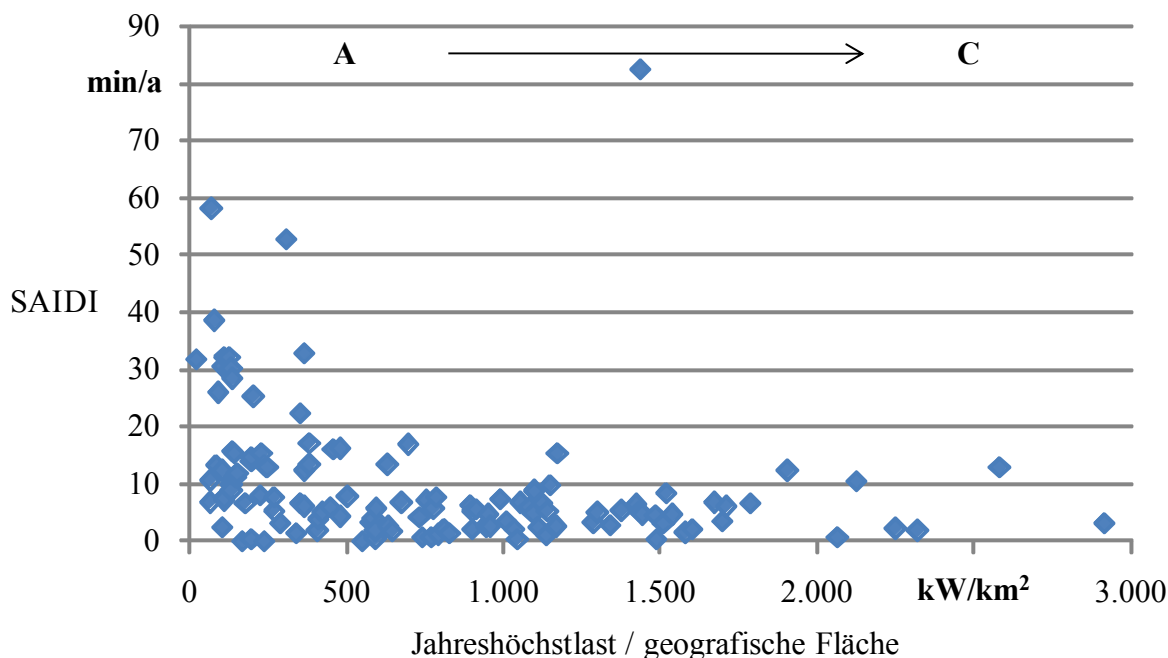
Daten für weitere möglicherweise relevante Parameter, beispielsweise die inhomogene Lastdichte innerhalb eines betrachteten Netzgebietes, stehen für die Untersuchung nicht zur Verfügung und erfordern darüber hinaus eine insgesamt genauere Datenerfassung sowohl auf der Seite der Strukturparameter als auch auf der Seite der Zuverlässigkeitskenngrößen. Dies sollte ein Teil der Überlegungen möglicher zukünftiger Erweiterungen der Datenerfassung im Zuge des erweiterten Qualitätselements sein.

3.3.3 Bestimmung signifikanter Strukturparameter

Mittelspannungsebene

Zunächst erfolgt die Betrachtung der stochastischen Versorgungsunterbrechungen beginnend bei der Mittelspannungsebene. Die Zuverlässigkeitskenngröße SAIDI wird bezogen auf den betrachteten Parameter sortiert und dann in drei Klassen gleicher Stichprobengröße (A bis C in den folgenden Darstellungen) aufgeteilt. Im Folgenden werden die Ergebnisse ausgesuchter Parameter vorgestellt. Die vollständigen Untersuchungsergebnisse sind im Anhang A darge-

stellt. In Bild 3.15 ist die Nichtverfügbarkeit SAIDI als Durchschnitt über 3 Jahre über der *Lastdichte* dargestellt, gebildet aus Jahreshöchstlast [kW] und geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene.



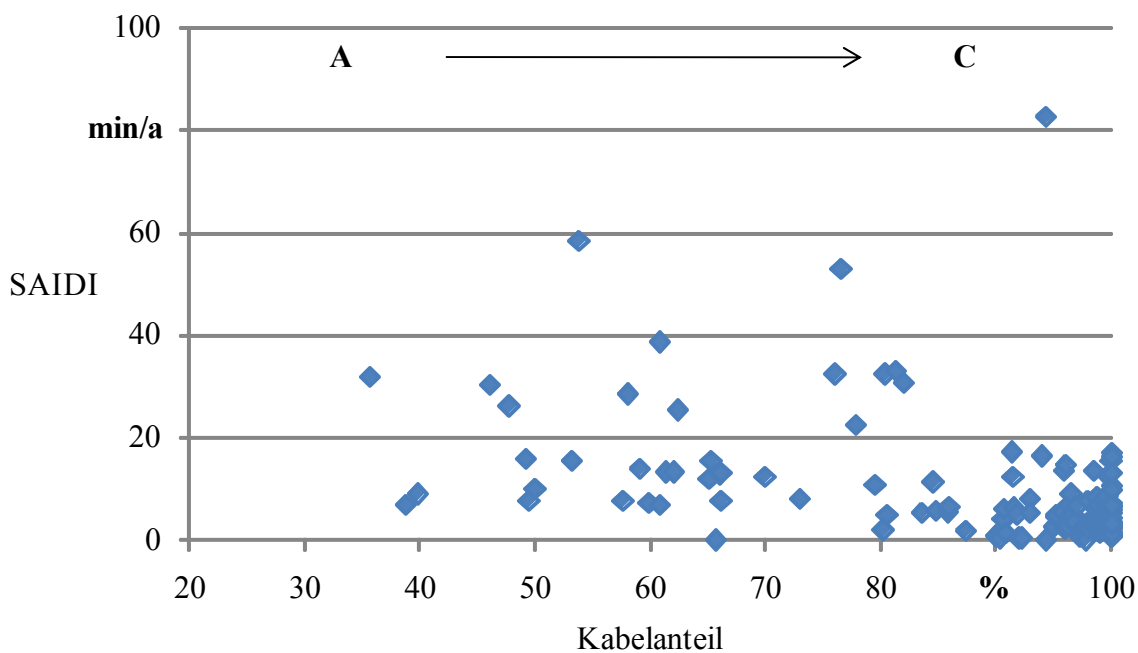
	A	B	C
Mittelwert	16,0	6,3	5,3
Streuung	13,5	6,4	3,5
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild 3.15: SAIDI [min/a] über Strukturparameter Lastdichte (Jahreshöchstlast [kW] pro geografischer Fläche [km²])

In dieser und den folgenden gleichartigen Bildern sind sowohl die resultierende Punktwolke als auch eine tabellarische Darstellung von Mittelwert, Standardabweichung und KS-Testergebnis der drei Klassen zu finden. Bei den KS-Testergebnissen bezieht sich der Wert für Klasse A auf den Vergleich der Klassen A und B, der Wert für Klasse B auf den Vergleich von B und C und der Wert für Klasse C auf den Vergleich von A und C. Ein positiver Test ist gleichbedeutend mit einer Ablehnung der Nullhypothese auf dem 5 %-Niveau und zeigt damit einen signifikanten Unterschied der Klassen an.

Die Punktwolke in Bild 3.15 weist bereits auf einen nichtlinearen hyperbelförmigen Einfluss hin, so dass der negative Test zwischen den mit gleicher Stichprobengröße willkürlich abgegrenzten Klassen B und C plausibel erscheint. Insbesondere der positive Befund der zwei Randklassen zeigt eindeutig den aufgrund der Mittelwerte der einzelnen Klassen zu vermutenden signifikanten Einfluss des betrachteten Parameters. Das gleiche Ergebnis zeigt sich auch bei der Betrachtung des Parameters installierter Bemessungsscheinleistung [MVA] bezogen auf die geografische Fläche [km²] der MS-Ebene (s. Bild A.1).

Der im Bild 3.18 zu erkennende Datenpunkt mit einer Nichtverfügbarkeit über 80 min/a stellt einen Ausreißer dar und wird bei dieser und den weiteren Untersuchungen zwar in den Diagrammen dargestellt, aber nicht berücksichtigt. Da der Signifikanztest relativ unempfindlich gegenüber einzelnen Ausreißern ist und an dieser Stelle noch kein funktionaler Zusammenhang ermittelt wird, ist eine Prüfung auf Ausreißer bei der Signifikanzuntersuchung nur bei einem knappen Testergebnis relevant.



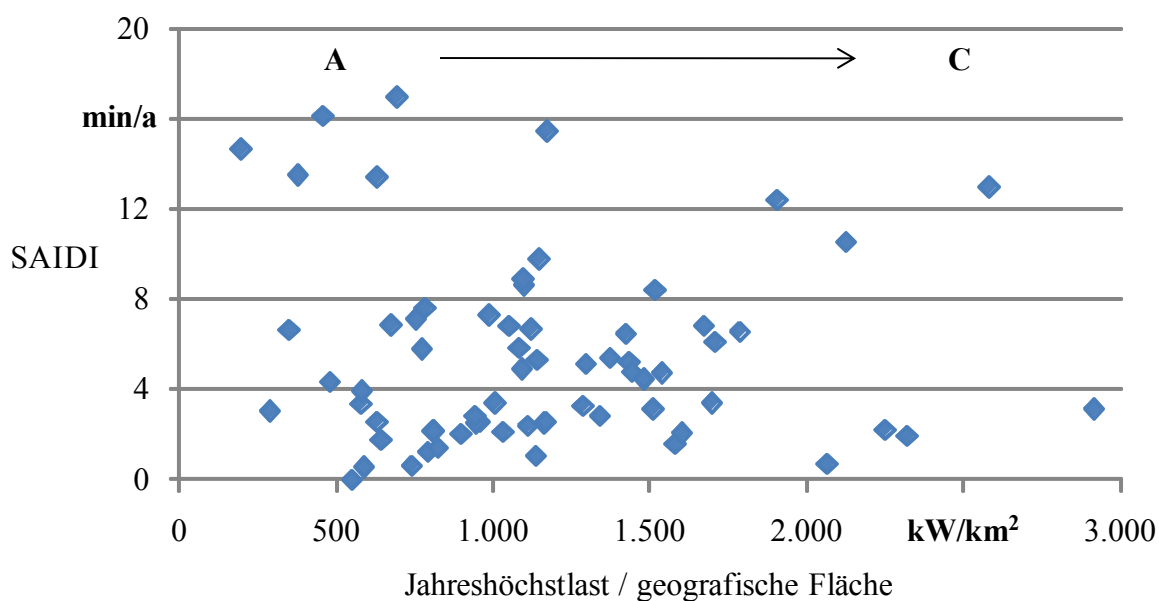
	A	B	C
Mittelwert	16,7	5,0	5,8
Streuung	13,5	4,4	4,4
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild 3.16: SAIDI [min/a] über Strukturparameter Kabelanteil [%] in der MS-Ebene

Bild 3.16 zeigt analog die Untersuchungsergebnisse für den *Kabelanteil* an der Gesamtstromkreislänge. Auch hier ist ein signifikanter Einfluss zu beobachten. Das negative Testergebnis zwischen Klasse B und C ist auf die ungleichmäßige Verteilung der Werte über den Parameterwertebereich zurückzuführen, die bei gleicher Stichprobengröße für die Klassen B und C eine Klassenbreite von wenigen Prozent bedingt. Klassen B und C liegen somit beide im Bereich großer Kabelanteile. Über diese Bandbreite ist der strukturelle Einfluss des Parameters bei Berücksichtigung des Stichprobenumfangs, der stochastischen Effekte und weiterer Einflussfaktoren nicht gesichert nachweisbar. Dies ändert jedoch nichts an der grundsätzlichen Signifikanz des Parameters *Kabelanteil*.

Ein steigender SAIDI-Wert entspricht bei sinkendem Kabelanteil und damit steigendem Freileitungsanteil der Erwartung infolge tendenziell höherer Ausfallhäufigkeiten von Freileitungen im Vergleich zu Kabeln [5]. Der Vergleich mit der Punktwolke zur *Lastdichte* lässt bereits eine Korrelation zwischen den Parametern *Kabelanteil* und *Lastdichte* erwarten, da

Datenpunkte mit hohen Nichtverfügbarkeitswerten im Bereich geringer *Lastdichten* und niedriger *Kabelanteile* liegen. Auch dies entspricht der Erwartung, da die Wahrscheinlichkeit eines hohen Freileitungsanteils in ländlichen Gebieten, also Gebieten mit geringer *Lastdichte*, deutlich größer ist als in städtischen Gebieten mit hoher *Lastdichte*. In Bild 3.17 wird daher erneut die *Lastdichte* betrachtet, wobei nur Netze mit einem Kabelanteil größer 95 % berücksichtigt werden, um den Einfluss des Leitungstyps zu minimieren.



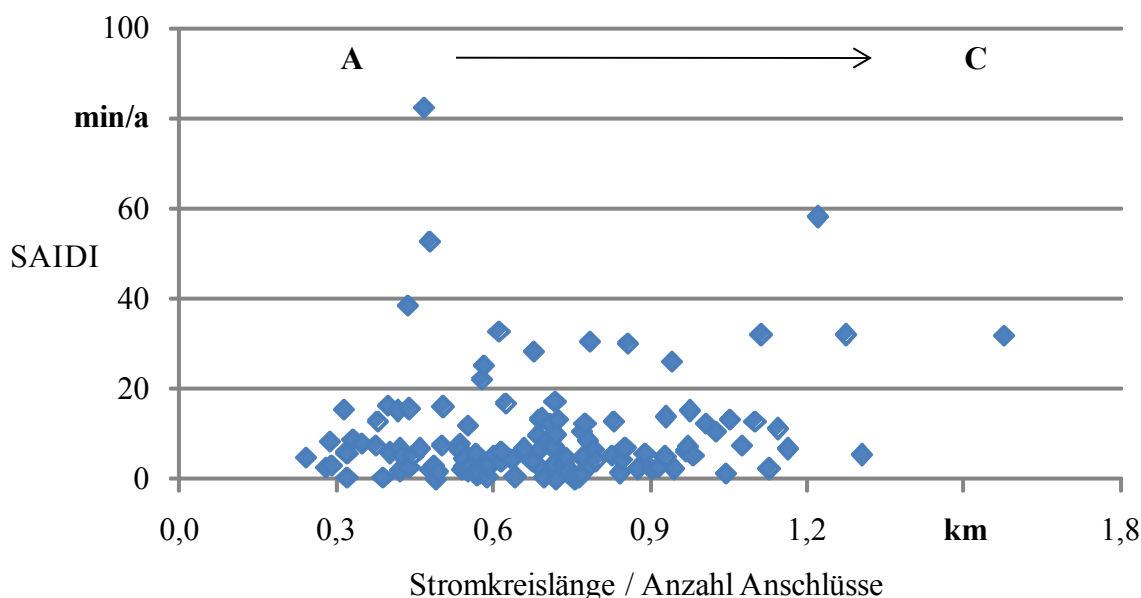
	A	B	C
Mittelwert	5,6	5,9	4,8
Streuung	4,9	3,9	3,7
KS-Test	negativ	negativ	negativ

Bild 3.17: SAIDI [min/a] (Netze mit Kabelanteil > 95 %) über Strukturparameter *Lastdichte* (JHL [kW] pro geo. Fläche [km²])

Schon der Blick auf die Punktwolke lässt keine eindeutige Abhängigkeit der Nichtverfügbarkeit von der *Lastdichte* erkennen, was durch den KS-Test bestätigt wird. Die auf 67 Werte verringerte Datenbasis und die stochastischen Effekte überdecken einen möglichen systematischen Effekt der *Lastdichte* und lassen daher keine signifikante Aussage zu. Die steigenden SAIDI-Werte bei kleinen *Lastdichten* sind folglich stark durch den steigenden Freileitungsanteil bedingt. Die Überlagerung von Einflüssen ergibt sich grundsätzlich bei jedem untersuch-

ten Parameter. Ob der Einfluss der nicht betrachteten Parameter systematisch oder zufällig ist, wird bei der anschließenden Korrelationsuntersuchung analysiert (Abschnitt 3.3.4).

Als weiteres Untersuchungsergebnis wird in Bild 3.18 die Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit von der auf die Anschlussanzahl in der MS-Ebene bezogenen Stromkreislänge dargestellt. Längere durchschnittliche Stromkreislängen pro Anschluss könnten einen Anstieg der Abgangslängen und damit eine höhere Unterbrechungshäufigkeit sowie in letzter Konsequenz eine höhere Nichtverfügbarkeit erwarten lassen, wenn die Leistung je Anschluss konstant ist. Aufgrund der vorliegenden Daten konnte dieser Zusammenhang jedoch nicht nachgewiesen werden.

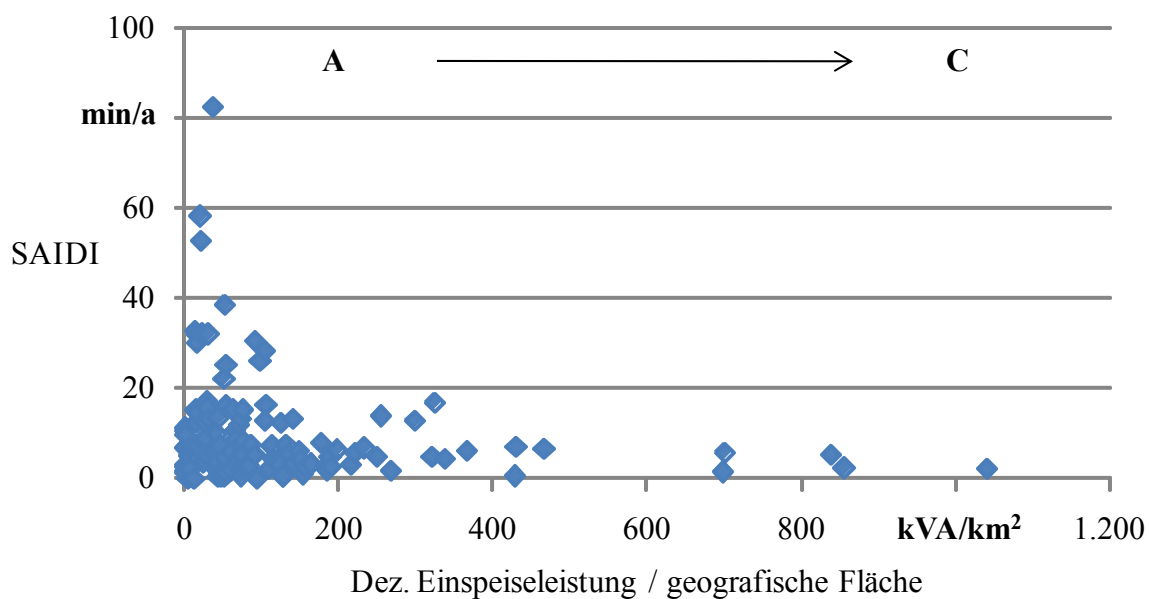


	A	B	C
Mittelwert	8,2	7,6	11,5
Streuung	9,9	8,0	11,8
KS-Test	negativ	negativ	negativ

Bild 3.18: SAIDI [min/a] über SKL [km] pro Anzahl Anschlüsse in der MS-Ebene

Bei der Untersuchung des Parameters *dezentrale Einspeiseleistung* in der MS-Ebene bezogen auf die geografische Fläche (Bild 3.19) führt der KS-Test zu einem negativen Ergebnis, obwohl der Mittelwert zwischen den Klassen A und B einen vermeintlich deutlichen Unterschied aufweist. Dies basiert auf der Unempfindlichkeit des KS-Tests gegenüber flach auslau-

fenden Verteilungsenden einer Stichprobe. Der höhere Mittel- und Streuwert wird wesentlich durch die drei berücksichtigten Stichprobenwerte über 40 min/a bestimmt. Ohne diese drei Werte liegt der Mittelwert für Klasse A bei 10,8 min/a. Dies ist bei einem Stichprobenumfang von 42 Werten und der gegebenen Streuung nicht ausreichend, um einen signifikanten Unterschied zur Klasse B festzustellen. Ein positives Testergebnis gibt es nur beim Vergleich der Klassen A und C. Ein Einfluss ist daher nur in schwachem Maße gegeben. Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich bei der Betrachtung der dezentralen Einspeisepunkte pro Fläche (s. Bild 3.19). Eine eindeutige Abhängigkeit von der generellen Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen ist auch für die MS-Ebene nicht zwingend zu erwarten. Zwar kann der zum Anschluss der Erzeugungsanlagen möglicherweise erforderliche Netzausbau durch Einbau neuer Betriebsmittel und kürzere Abgänge zu einer erhöhten Versorgungszuverlässigkeit führen, doch erfolgt bei größeren Anlagenleistungen ein Anschluss an die HS/MS-Umspannstationen, so dass die Versorgungszuverlässigkeit der Letztverbraucher kaum beeinflusst wird.



	A	B	C
Mittelwert	14,6	9,3	5,6
Streuung	17,0	9,4	4,2
KS-Test	negativ	negativ	positiv

Bild 3.19: SAIDI [min/a] über dezentraler Einspeiseleistung [kVA] pro geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene

Einen ebenfalls nur schwachen Einfluss zeigt die Untersuchung des Anteils der installierten Leistung in Letztverbrauchertransformatoren an der gesamten installierten Bemessungsleistung (s. Bild A.9). Analog zur dezentralen Erzeugung tritt ein signifikanter Unterschied nur zwischen den Klassen A und C auf. Ein größerer Anteil Letztverbraucher in der MS-Ebene hat dabei erwartungsgemäß einen positiven Einfluss auf die Zuverlässigkeit (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen zeigen folgende Parameter einen signifikanten Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit in der MS-Ebene:

- Lastdichte (Jahreshöchstlast / geografische Fläche (JHL/km²), s. Bild 3.15)
- installierte Bemessungsleistung / geografische Fläche (MVA/km²), s. Bild A.1)
- Stromkreislänge / geografische Fläche (SKL/km²), s. Bild A.2)
- Anzahl Ortsnetzstationen MS/NS / geografische Fläche (ONS/km²), s. Bild A.3)
- Anschlussdichte (Anzahl Anschlüsse / geografische Fläche (Ans./km²), s. Bild A.4)

- Stromkreislänge / Jahreshöchstlast (SKL/JHL), s. Bild A.5)
- Anzahl Ortsnetztationen MS/NS / Jahreshöchstlast (ONS/JHL), s. Bild A.6)
- Kabelanteil an Stromkreislänge (s. Bild 3.16)

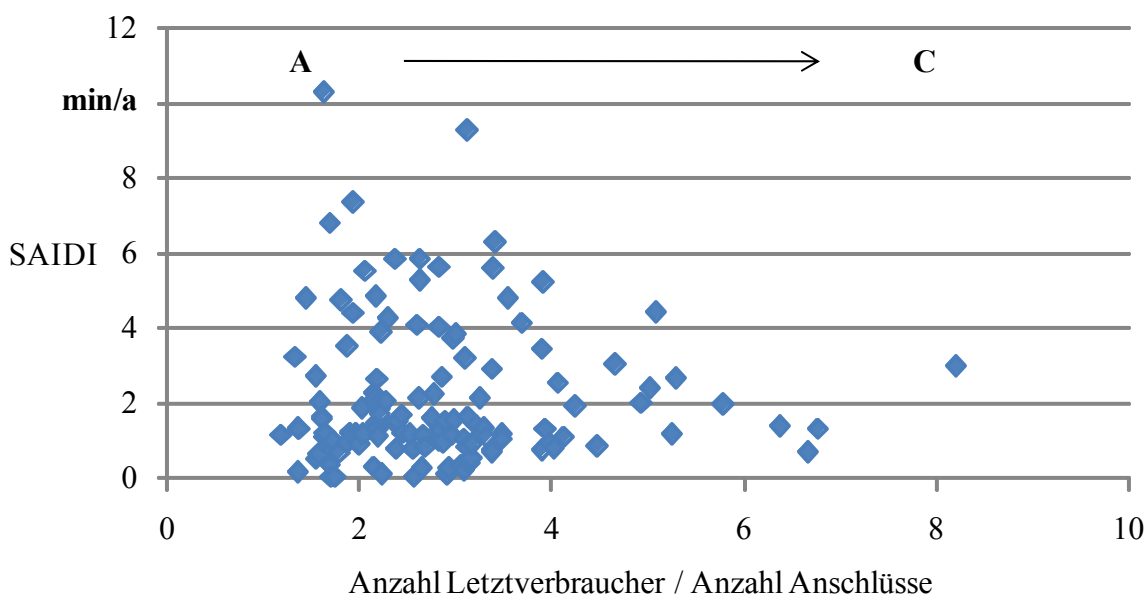
Folgende Parameter zeigen eine geringere Signifikanz hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit in der Mittelspannungsebene:

- dezentrale Einspeiseleistung / geografische Fläche (dezkVA/km²), s. Bild 3.19)
- dezentrale Einspeisepunkte / geografische Fläche, s. Bild A.7)
- Anzahl Anschlüsse / Jahreshöchstlast (Ans./JHL), s. Bild A.8)
- Anteil installierter Leistung in Letztverbrauchertransformatoren an installierter Bemessungsscheinleistung (LVAnteil), s. Bild A.9)

Insgesamt ergeben sich mit Bezug auf die geografische Fläche mehr signifikante Parameter und eine im Vergleich stärkere Signifikanz als bei Bezug auf eine andere exogene Größe.

Niederspannungsebene

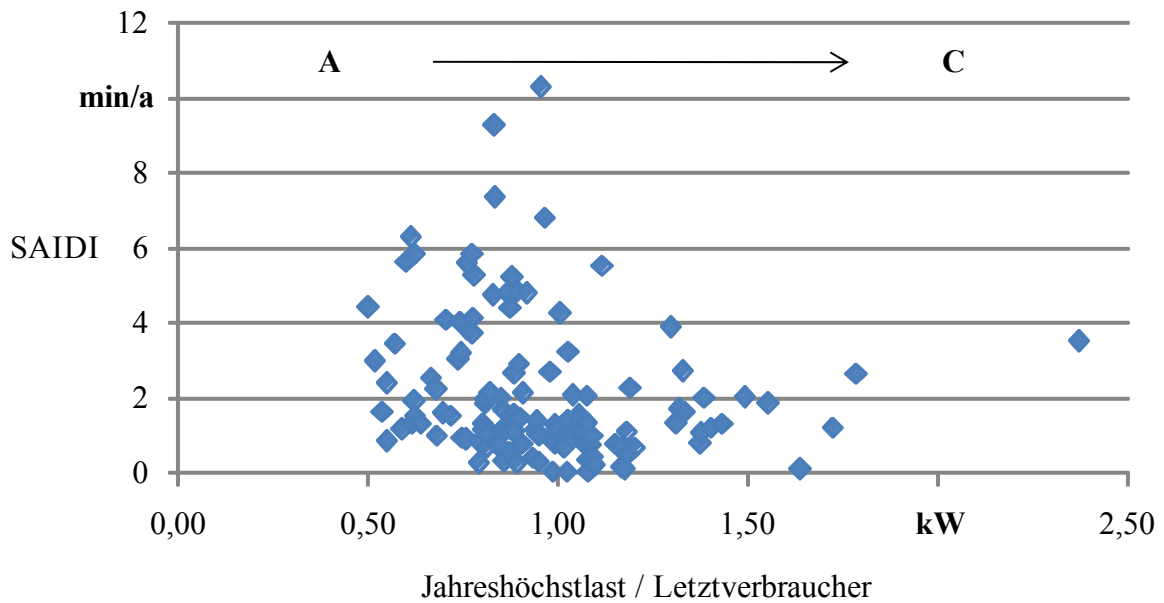
In der Niederspannung sind vergleichbare Signifikanzen nicht gegeben. Da die Korrelation von geografischer und versorgter Fläche bei 0,96 liegt, wird im Folgenden nur die versorgte Fläche als Bezugsgröße betrachtet. In Bild 3.20 ist der Einfluss des Parameters Anzahl Letztverbraucher pro Anzahl Anschlüsse in der NS-Ebene dargestellt. Punktwolke, Mittelwert und KS-Test zeigen keinen Trend oder signifikanten Unterschied zwischen den Klassen. Somit kann auch hier aufgrund der Daten kein Zusammenhang nachgewiesen werden. Für die *Kundendichte*, gebildet aus Anzahl Letztverbrauchern und der versorgten Fläche, ergibt sich ein vergleichbares Ergebnis (s. Bild 3.20) ebenso wie für die *Lastdichte* (s. Bild A.11), was aufgrund der starken Korrelation zwischen Anzahl Letztverbraucher und Jahreshöchstlast von ebenfalls 0,96 den Erwartungen entspricht.



	A	B	C
Mittelwert	2,2	2,1	2,2
Streuung	2,2	1,6	1,9
KS-Test	negativ	negativ	negativ

Bild 3.20: SAIDI [min/a] über Kundendichte (Anzahl Letztverbraucher pro Anschluss) in der NS-Ebene

Ein schwacher, aber signifikanter Trend kann für den Parameter Jahreshöchstlast pro Letztverbraucher zwischen den Klassen A und C nachgewiesen werden (Bild 3.21). Eine höhere Last pro Letztverbraucher kann auf einen größeren Gewerbe- und Industrieanteil hinweisen, der möglicherweise zuverlässiger angebunden ist.

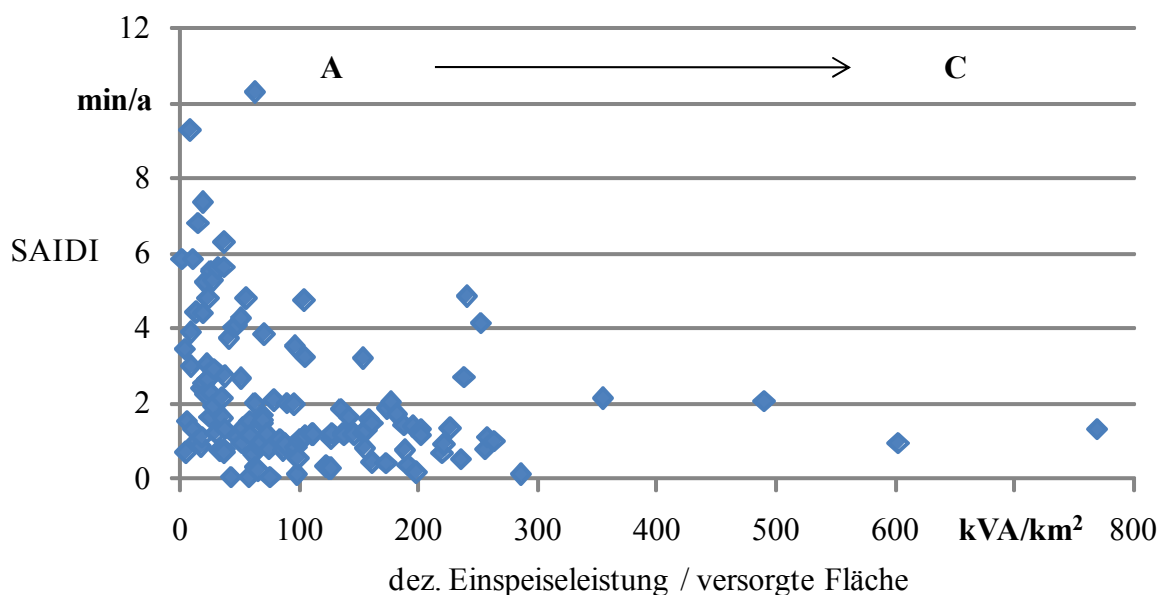


	A	B	C
Mittelwert	2,7	2,4	1,4
Streuung	1,7	2,5	1,1
KS-Test	negativ	negativ	positiv

Bild 3.21: SAIDI [min/a] über Jahreshöchstlast [kW] pro Letztverbraucher in der NS-Ebene

Analog zur MS-Ebene ist auch in der NS-Ebene der Effekt des Freileitungsanteils als Ursache für eine höhere Nichtverfügbarkeit im Netz zu prüfen. In der NS-Ebene zeigt die Untersuchung aber keinen signifikanten Einfluss dieses Parameters (s. Bild A.12).

Ein eindeutig positives Signifikanzergebnis ergibt sich in der NS-Ebene nur für die dezentrale Erzeugung. Bild 3.22 zeigt das Ergebnis für die dezentrale Einspeiseleistung bezogen auf die versorgte Fläche. Der beobachtete Einfluss könnte auf die notwendige Netzanpassung bei hoher Durchdringung mit dezentralen Einheiten zurückzuführen sein, die im Gegensatz zur MS-Ebene erfahrungsgemäß oftmals auch die für die Versorgungszuverlässigkeit der Letztverbraucher relevanten Netzteile berührt.



	A	B	C
Mittelwert	3,3	1,9	1,4
Streuung	2,2	1,9	1,0
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild 3.22: SAIDI [min/a] über dezentraler Leistung [kVA] pro versorgter Fläche [km²] in der NS-Ebene

Kritisch betrachtet ist für die NS-Ebene außer der Durchdringung mit dezentraler Erzeugung und der schwachen Signifikanz des Parameters Jahreshöchstlast pro Letztverbraucher kein klarer empirischer Zusammenhang zwischen Struktureinflüssen und Versorgungszuverlässigkeit nachweisbar. Aus Untersuchungen geht bereits hervor, dass die quantitativen Unterschiede der Zuverlässigkeit für unterschiedliche Versorgungsaufgaben in der Niederspannungsebene geringer sind als in der Mittelspannungsebene [7]. Daher könnten in den empirischen Daten mögliche strukturelle Unterschiede von den trotz der Kenngrößenzusammenfassung über 3 Jahre verbleibenden stochastischen Effekte überdeckt werden. Eine ausschließliche Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen Durchdringung mit dezentralen Einheiten und der Versorgungszuverlässigkeit in NS-Netzen als Strukturmerkmal erscheint nicht sachgerecht, da dieser Zusammenhang theoretisch nur in Teilen nachvollziehbar ist und bisher in keiner den Gutachtern bekannten Untersuchung in Betracht gezogen bzw. nachgewiesen wurde. Da aus den Überlegungen Argumente für eine höchstens schwache Signifikanz mit

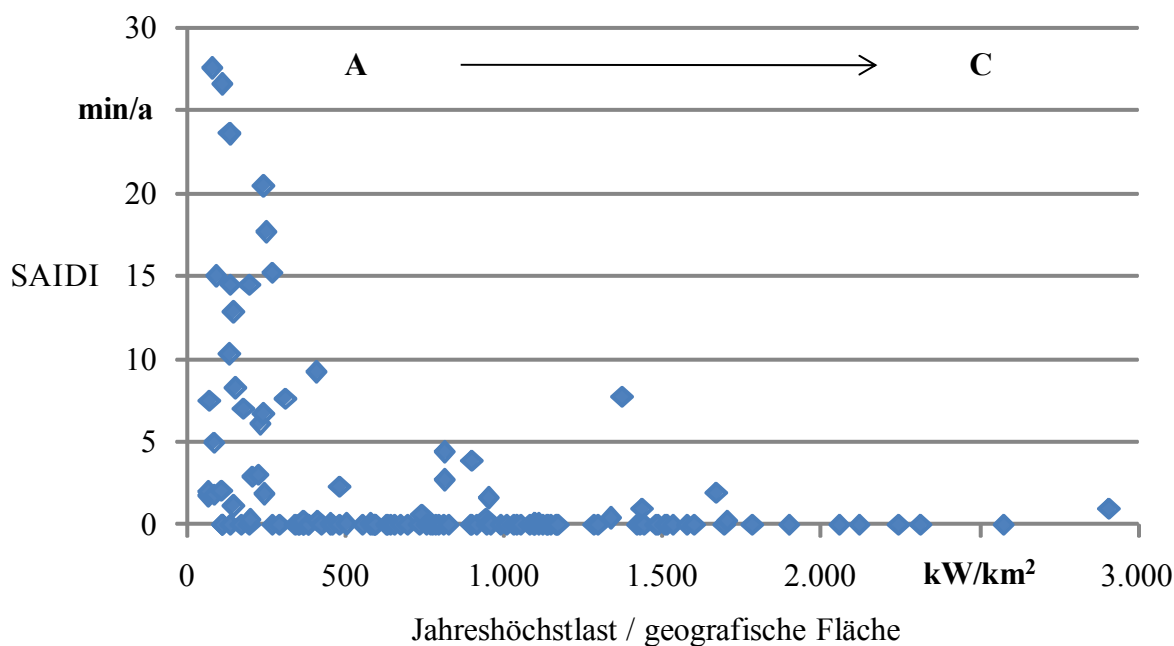
anderen exogenen Strukturmerkmalen abgeleitet werden können, lassen die Untersuchungen keine eindeutige Definition und Parametrierung von zuverlässigkeitsrelevanten Parametern für die NS-Ebene zu. Daher wird eine Strukturabhängigkeit der DISQUAL-Kenngrößen in der NS-Ebene im Folgenden nicht mehr umfassend diskutiert. Stattdessen ist für die NS-Ebene zunächst ein einheitlicher Durchschnittswert als Referenzwert zu bilden. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass mit der Vergrößerung der Datenbasis und der damit verbundenen Möglichkeit einer Reduzierung stochastischer Einflüsse sich in den nächsten Jahren aus den empirischen Analysen belastbare Strukturparameter ableiten lassen. Die aktuelle Datenbasis lässt eine belastbare Festlegung auf einen Strukturparameter jedoch nicht zu. Das wird auch bei dem Versuch einer Funktionsbestimmung für einzelne Parameter in der NS-Ebene und dem resultierenden niedrigen Bestimmtheitsmaß in Abschnitt 3.3.5 deutlich.

Angekündigte Versorgungsunterbrechungen

Bei den angekündigten Versorgungsunterbrechungen in der MS-Ebene kann der Umfang möglicher relevanter Parameter vorab auf Basis ihrer Ursachen eingegrenzt werden. Angekündigte Versorgungsunterbrechungen treten vorwiegend bei Instandhaltungsbedingten Freischaltungen für Freileitungen und Ortsnetzstationen auf. Instandhaltungsmaßnahmen bei Kabeln sind selten und erfolgen überwiegend ereignisorientiert. Darüber hinaus treten nur bei ca. der Hälfte aller MS-Netzbetreiber angekündigte Versorgungsunterbrechungen auf. Diese Tatsache kann durch unterschiedliche Betriebskonzepte und Umschaltmöglichkeiten erklärt werden. Angekündigte Versorgungsunterbrechungen können beispielsweise vermieden werden durch

- Arbeit unter Spannung,
- Nutzung von NS-seitiger Reserve,
- Nutzung von Notstromaggregaten.

Bild 3.26 zeigt die Betrachtung des Parameters Jahreshöchstlast pro Fläche in der MS-Ebene.



	A	B	C
Mittelwert	7,0	0,6	0,3
Streuung	8,4	1,7	1,2
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild 3.23: SAIDI [min/a] aufgrund angekündigter Versorgungsunterbrechungen über Lastdichte [kW/km²] in der MS-Ebene

Es ist deutlich zu erkennen, dass in vielen Netzen keine angekündigten Versorgungsunterbrechungen verzeichnet werden. Nur in Bereichen geringer Lastdichte treten häufiger angekündigte Versorgungsunterbrechungen auf. Dies kann auf geringere Umschaltmöglichkeiten und den höheren Freileitungsanteil in ländlichen Gebieten zurückzuführen sein. Die Betrachtung des Kabelanteils (s. Bild A.13) als Parameter unterstützt diesen Erklärungsansatz. Insgesamt ergeben sich bei der Betrachtung der angekündigten Versorgungsunterbrechungen im Wesentlichen die gleichen signifikanten Parameter wie bei den stochastischen Versorgungsunterbrechungen. Die Ergebnisse der Untersuchung des Parameters Anzahl der Ortsnetzstationen MS/NS pro geografischer Fläche sind in Bild A.14 im Anhang A zu finden.

3.3.4 Korrelation signifikanter Strukturparameter für die MS-Ebene

Vor der Bestimmung geeigneter Funktionsverläufe werden die als relevant ermittelten Strukturparameter in der MS-Ebene auf gegenseitige Abhängigkeit geprüft. Bei existierender Korrelation kann die Anzahl der zu berücksichtigenden Parameter reduziert werden. Zunächst werden die Korrelationskoeffizienten nach Pearson berechnet (Bild 3.24). Der Koeffizient ist ein Maß für die lineare Abhängigkeit zweier Parameter.

	JHL/km ²	MVA/km ²	Kabelanteil	SKL/km ²	SKL/JHL	ONS/km ²	ONS/JHL	Ans./km ²	Ans./JHL	dezMVA/km ²	LV Anteil
JHL/km ²	1,00										
MVA/km ²	0,91	1,00									
Kabelanteil	0,60	0,59	1,00								
SKL/km ²	0,91	0,90	0,57	1,00							
SKL/JHL	-0,55	-0,48	-0,67	-0,40	1,00						
ONS/km ²	0,91	0,88	0,60	0,93	-0,48	1,00					
ONS/JHL	-0,61	-0,53	-0,63	-0,46	0,81	-0,40	1,00				
Ans./km ²	0,79	0,76	0,45	0,85	-0,35	0,89	-0,31	1,00			
Ans./JHL	-0,23	-0,19	-0,37	-0,08	0,46	-0,04	0,61	0,24	1,00		
dezMVA/km ²	0,40	0,36	0,27	0,36	-0,20	0,34	-0,22	0,26	-0,14	1,00	
LV Anteil	0,26	0,29	0,17	0,24	-0,29	0,18	-0,38	0,16	-0,20	0,10	1,00

Bild 3.24: Korrelation nach Pearson für signifikante Strukturparameter

Bezogen auf die Fläche ergeben sich starke Korrelationen zwischen der Jahreshöchstlast, der installierten Bemessungsscheinleistung, der Anzahl Ortsnetzstationen und der Stromkreislänge. Alle diese Parameter weisen darüber hinaus eine mittlere Korrelation zur Anzahl Anschlüsse und eine schwache Korrelation zur dezentralen Einspeisung auf. Mit Ausnahme des letztgenannten Parameters existiert damit eine nicht zu vernachlässigende Korrelation zwischen allen strukturrelevanten Parametern mit Bezug auf die Fläche. Die Korrelation dieser Parameter mit dem Kabelanteil ist hier als schwach zu bewerten. Mit Bezug auf die Jahreshöchstlast ergeben sich ähnliche, aber insgesamt schwächere Korrelationen. Da zudem die Jahreshöchstlast ein zentraler exogener Parameter ist, sollte sie nicht als Bezugsgröße verwendet werden und es wird im Weiteren die Fläche als Bezugsgröße betrachtet.

Die Signifikanzuntersuchungen (Abschnitt 3.3.3) haben bereits einen Hinweis auf einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen dem Kabelanteil und den restlichen Parametern gegeben. Daher wird zusätzlich der Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman berechnet. In Bild 3.25 ist exemplarisch der Kabelanteil über der Jahreshöchstlast bezogen auf die Fläche dargestellt. Der Rangkorrelationskoeffizient beträgt 0,76. Der Zusammenhang zwischen den Parametern kann durch eine Hyperbel angenähert werden. Aufgrund der weiterhin nicht zu ver-

nachlässigenden Abweichung von der vollständigen Korrelation ist insbesondere die Kombination dieser Parameter bei der Funktionsbestimmung zu prüfen siehe Abschnitt 3.3.5

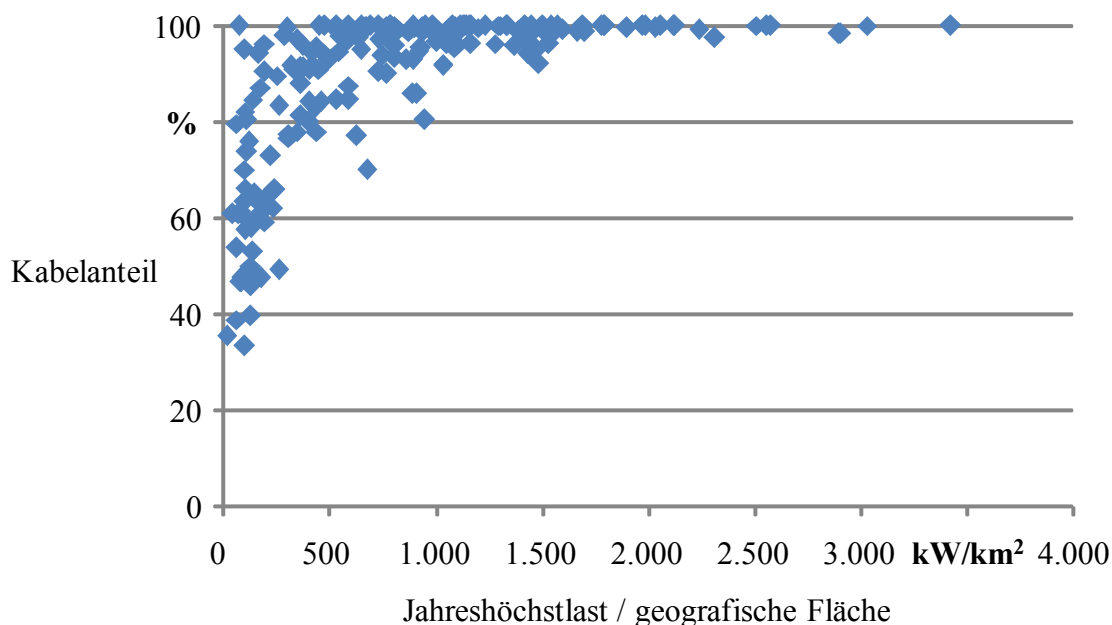


Bild 3.25: Kabelanteil [%] über Lastdichte [kW/km²] in der MS-Ebene

Aus den Korrelationsuntersuchungen und analytischen Überlegungen ergeben sich folgende Zusammenhänge für die Parameter, wie sie in Bild 3.26 dargestellt sind. Dabei stellen die Lastdichte (Jahreshöchstlast pro geographischer Fläche) und die Anschlussdichte (Anzahl Anschlüsse pro geographischer Fläche) die zentralen exogenen Einflussfaktoren dar.

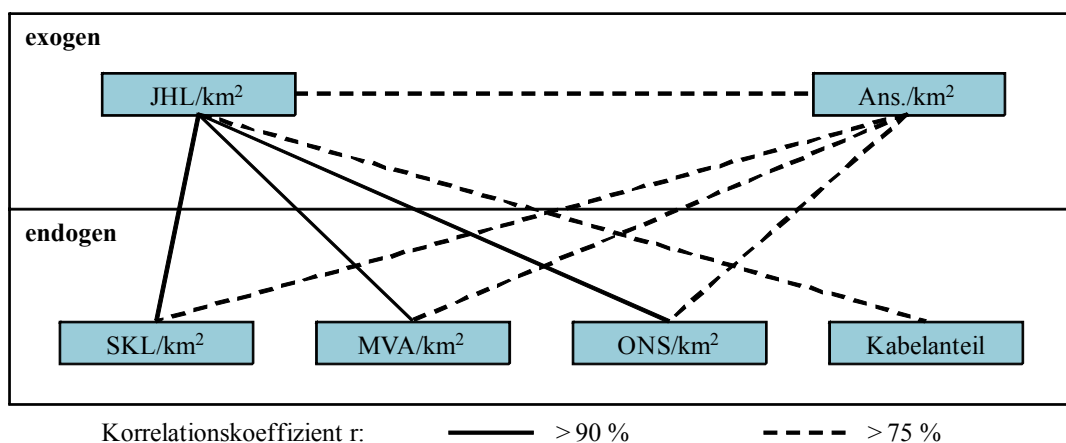


Bild 3.26: Struktur der Abhängigkeiten signifikanter Strukturparameter

Installierte Bemessungscheinleistung, Stromkreislänge und Ortsnetzstationen, jeweils bezogen auf die geografische Fläche, sowie der Kabelanteil, sind endogene Parameter, die stark von der Lastdichte abhängen. Die Korrelation untereinander stellt eine Gemeinsamkeitskorre-

lation, also die Abhängigkeit von einer gemeinsamen Ursache dar. Da die Anschlusszahl bei gegebener Lastdichte variieren kann, ist die Korrelation zu diesem Parameter etwas schwächer. Trotz einer grundsätzlich gegebenen Korrelation aller signifikanten Parameter sind die Korrelationen nicht stark genug, um bereits im Vorfeld einzelne Parameter für die Funktionsuntersuchungen auszuschließen. Insbesondere für die als relevant ermittelten Parameter mit niedriger Korrelation sind multiple Regressionsanalysen durchzuführen.

3.3.5 Funktionsbestimmung für signifikante Strukturparameter

Wie bereits in Abschnitt 3.3.1 vorgestellt, erfolgt die Bestimmung einer geeigneten Referenzfunktion in zwei Schritten. In einem ersten Schritt werden funktionale Zusammenhänge für jeden einzelnen Parameter abgeleitet. Im zweiten Schritt werden dann unterschiedliche Parameter kombiniert, um die bestmögliche Referenzfunktion zu ermitteln. Bei der Ermittlung der Funktionen kommt die einfache und multiple Regressionsanalyse zum Einsatz. Dabei wird die Differenz zwischen den empirischen Werten und den mittels der Referenzfunktion geschätzten Werten mittels quadratischer Fehlerminimierung minimiert.

Ausgehend von den Untersuchungen zur Signifikanz und Korrelation der Parameter sind bei der Funktionsbestimmung folgende Punkte zu beachten:

- Bei der Betrachtung eines Parameters kommt es immer zu überlagernden Effekten durch alle anderen Parameter.
- Sind die Parameter korreliert, dann ist dieser Effekt systematisch.
- Zu wählen ist der Parameter oder die Kombination an Parametern, die unter Berücksichtigung der Überlagerungseffekte die strukturellen Einflüsse am besten abbilden. Allerdings soll vermieden werden, dass in Folge einer gleichzeitigen Berücksichtigung stark korrelierter Parameter aus der technischen Anschauung nicht erklärbare Koeffizienten für einzelne Parameter entstehen. Daher wird als Ausgangspunkt bei der multiplen Regression die bei einzelner Betrachtung eines Parameters ermittelte bestmögliche funktionale Annäherung verwendet.

Beim Vergleich zweier auf unterschiedlichen Parametern beruhenden Funktionen wird als Maß für die Qualität der Anpassung der jeweiligen Funktion an die Punktwolke das Bestimmtheitsmaß R^2 verwendet, das den durch die Funktion erklärten Anteil an der Gesamtvarianz der Punktwolke ausdrückt.

$$R^2 = \frac{\sum_i (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}$$

mit \hat{y} : Funktionswert, y : empirischer Wert, \bar{y} : Mittelwert der empirischen Werte

Da laut ARegV der Referenzwert als gewichteter Durchschnitt aller betroffenen Netzbetreiber erfolgen muss, gleichzeitig jedoch im Hinblick auf eine nichtdiskriminierende Behandlung eine Gleichbehandlung aller Letztverbraucher zu erfolgen hat, ist eine geeignete Gewichtung der netzbetreiberspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen vorzunehmen. Mit einer solchen Gewichtung ist zudem eine unmittelbare Gewährleistung der Erlösneutralität durch die Referenzfunktion verbunden. Im Kontext der Beschreibung der Zuverlässigkeit pro Kunde und einer Qualitätsregulierung aus Sicht des Kunden, wäre als Gewichtungsfaktor grundsätzlich die Anzahl versorgter Letztverbraucher anzusetzen. Für die Mittelspannungsebene wird als naheliegendes Äquivalent die Jahreshöchstlast als Gewichtungsfaktor gewählt, die aufgrund der starken Korrelation mit der installierten Bemessungsscheinleistung die exogene Beschreibung der bei der Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen verwendeten Bezugsgröße darstellt. Die Gewichtung der einzelnen Datenpunkte erfolgt bei der Regressionsanalyse über die Gewichtung des quadrierten Fehlers jedes einzelnen Datenpunktes. Dieses Vorgehen erzwingt die analoge Gewichtung der einzelnen Datenpunkte bei der Berechnung des Bestimmtheitsmaßes.

Selbstverständlich ist der Einfluss von Ausreißern auf die Funktionsbestimmung zu adressieren. Anders als bei Strukturparametern, bei denen Ausreißer lediglich durch Erfassungsfehler oder netzspezifische Besonderheiten auftreten können, muss bei Zuverlässigkeitskenngrößen zusätzlich deren stochastische Streuung berücksichtigt werden. In der Literatur (zum Beispiel [4]) werden Datenpunkte als Ausreißer behandelt, wenn

- sich das Bestimmtheitsmaß durch das Entfernen eines Datenpunktes stark ändert und es somit zu einer Unter- oder Überschätzung des Bestimmtheitsmaßes kommt und/oder
- der Datenpunkt einen dominierenden Einfluss auf den Funktionsverlauf aufweist und somit alle Netzbetreiber von einem Netzbetreiber abhängen.

Typische mathematische Verfahren (etwa Cook-Distanz, DFBETAS) zur Bestimmung dieser Punkte können hier jedoch nicht angewendet werden, da eine bewusste Gewichtung der Daten (beispielsweise mit der Jahreshöchstlast) vorgenommen wird. Dadurch kommt es automatisch

zu einer Identifikation der Datenpunkte mit großem Gewicht, da diese die Funktion und das Bestimmtheitsmaß wesentlich stark beeinflussen. Eine Prüfung auf Ausreißer erfolgt daher anhand einer visuellen Prüfung der Punktwolke.

In Abschnitt 3.2 wurde für die *Lastdichte* bereits ein erwarteter Funktionsverlauf in der Form

$$y = \frac{a}{x^c} + b$$

hergeleitet, wobei a, b und c die zu bestimmenden Konstanten sind und dort für c der Wertebereich [0,5;1] prognostiziert wird. Die angestellten Überlegungen werden durch die Regressionsanalyse bestätigt (Bild 3.27). Das größte Bestimmtheitsmaß wird bei einem Exponenten von 0,8 erreicht, der daher auch für die Simulationsrechnungen in der Wirkungsanalyse (vgl. Kap. 4) zu Grunde gelegt wird. Darüber hinaus wird anhand der zum Vergleich gerechneten exemplarischen Funktionen in der Tabelle von Bild 3.27 deutlich, dass das Optimum des Bestimmtheitsmaßes über alle Variationen von c sehr flach verläuft.

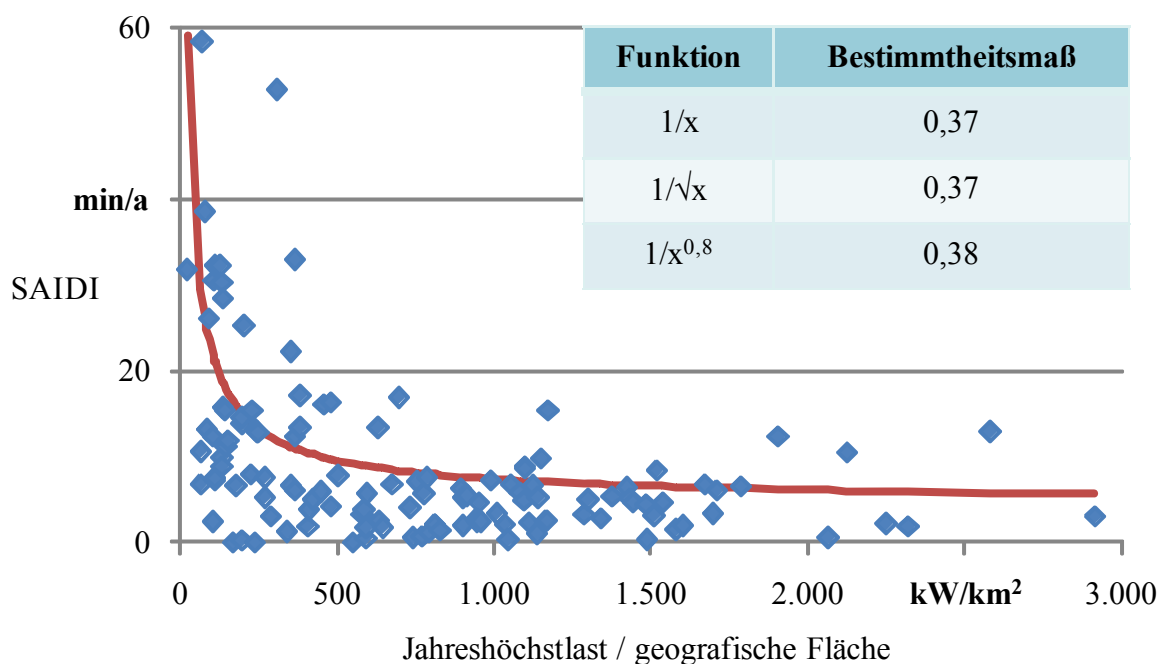


Bild 3.27: Funktionaler Zusammenhang zwischen SAIDI und Lastdichte in der MS-Ebene

Es ist deutlich zu erkennen, dass mehr Datenpunkte unter- als oberhalb der Kurve liegen. Der Grund dafür liegt in der Gewichtung der Datenpunkte. Eine farbliche Aufteilung der Datenpunkte in Gewichtsklassen entsprechend ihrer Jahreshöchstlast ist in Bild 3.31 zu sehen. Da

Netzbetreiber mit höherer Jahreshöchstlast tendenziell eine schlechtere Verfügbarkeit aufweisen, verschiebt sich die Funktion im Vergleich zu einer ungewichteten Regression nach oben.

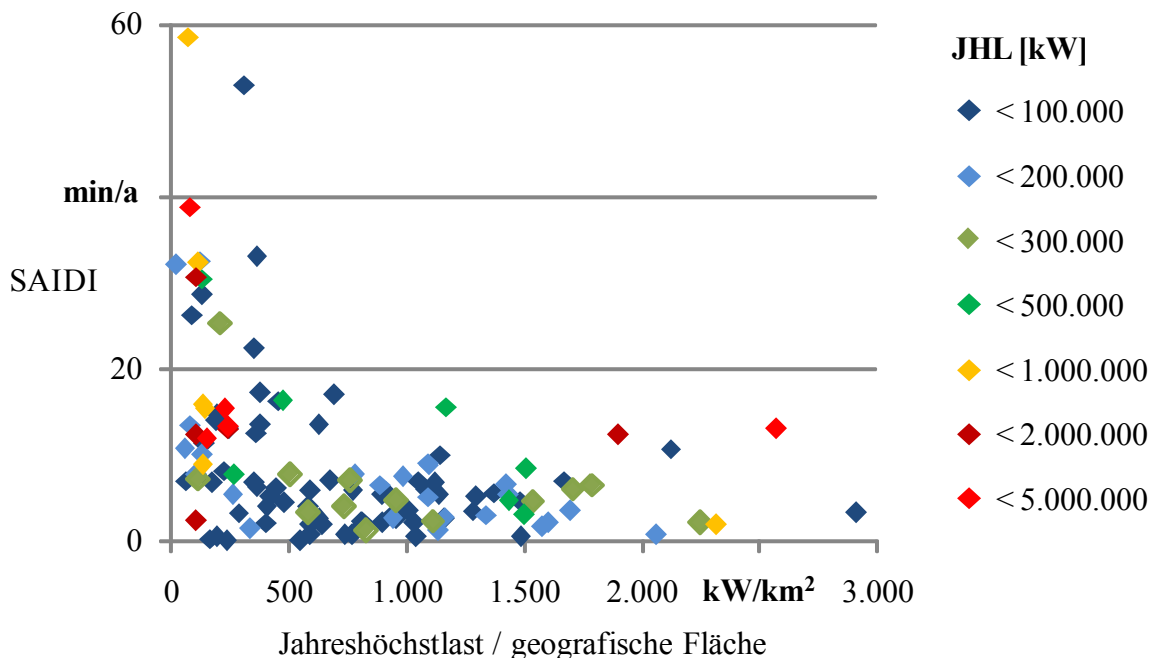


Bild 3.28: Gewichtsunterschiede der Datenpunkte bei der Regressionsanalyse

Beim gleichen Ansatz für die Funktionsform ergeben sich bei optimaler Wahl der Koeffizienten für weitere Strukturparameter die folgenden Bestimmtheitsmaße:

- Installierte Bemessungsscheinleistung pro geografischer Fläche $R^2=0,36$
- Stromkreislänge pro geografischer Fläche $R^2=0,32$
- Anzahl Anschlüsse pro geografischer Fläche $R^2=0,20$
- Anzahl Ortsnetzstationen pro geografischer Fläche $R^2=0,41$

Die Diagramme mit den Funktionen sind in Anhang A zu finden. Keiner der betrachteten Parameter hat einen dominierenden Erklärungsbeitrag und damit einen dominierenden Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit. Die Anschlussdichte liefert zudem deutlich kleinere Erklärungsbeiträge. Vor dem Hintergrund der starken Korrelation der Parameter und dem Ziel der Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede stellt die Lastdichte den bestgeeigneten Strukturparameter dar. Zwar liefert der Parameter ‚Anzahl Ortsnetzstationen pro geografischer Fläche‘ einen geringfügig höheren Erklärungsbeitrag, doch handelt sich dabei um einen endogenen Parameter. Außerdem sei auf die hohe Korrelation dieses Parameter mit der Lastdichte (vgl. Abschnitt 3.3.4) verwiesen.

Im Vergleich dazu ergibt sich in der NS-Ebene für den Parameter Jahreshöchstlast pro Letztverbraucher, bei dem eine schwache Signifikanz festgestellt wurde (Abschnitt 3.3.3), für die Regressionsfunktion ein Bestimmtheitsmaß von nur 0,1.

Für den Kabelanteil wird ein linearer Funktionsverlauf untersucht, da angenommen werden kann, dass die höhere Nichtverfügbarkeit auf die höhere Ausfallhäufigkeit der Freileitung gegenüber dem Kabel und eine damit einhergehende steigende Unterbrechungshäufigkeit zurückzuführen ist (Bild 3.29).

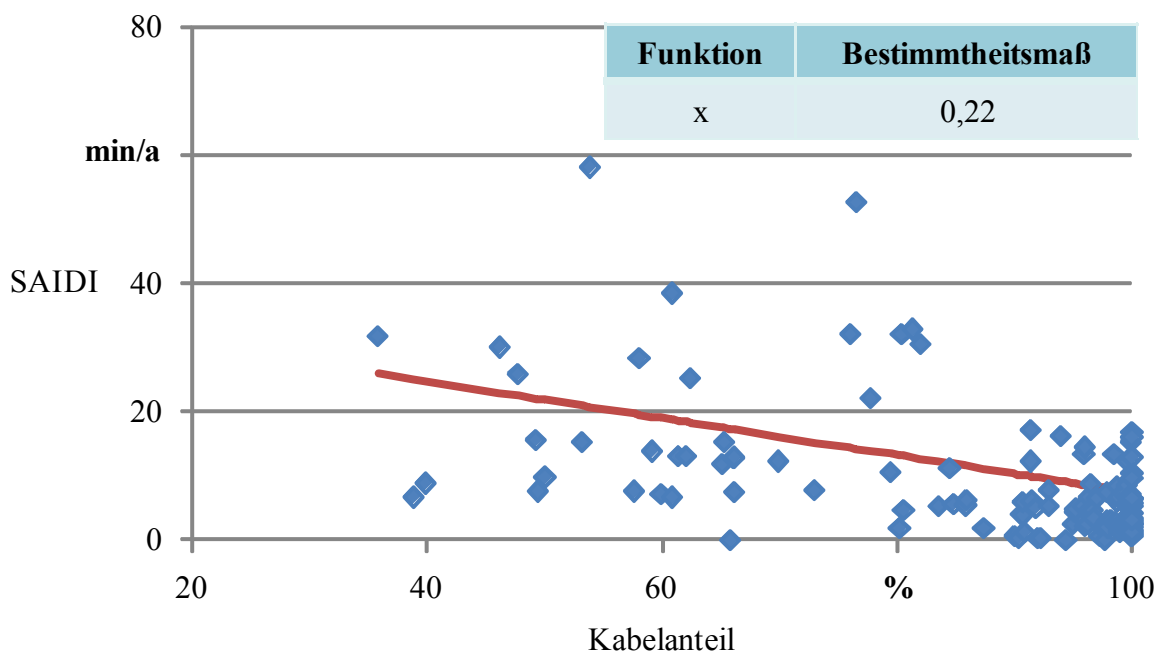


Bild 3.29: Funktionaler Zusammenhang zwischen SAIDI und Kabelanteil in der MS-Ebene

Im Vergleich zu Jahreshöchstlast, installierter Leistung oder Anzahl Ortsnetzstationen ist das Bestimmtheitsmaß beim Kabelanteil gering. Anders als beim Kabelanteil ergeben sich bei den drei genannten Parametern Hyperbelfunktionen.

Durch die Gewichtung der Datenpunkte ist der Funktionsverlauf stark von dem Datenpunkt nahe 60 min/a abhängig. Entfernt man diesen Punkt, kommt es bei den Parametern Jahreshöchstlast, installierter Leistung oder Anzahl Ortsnetzstationen jeweils bezogen auf die geographische Fläche zu einer deutlichen Veränderung des Funktionsverlaufes und das Bestimmtheitsmaß sinkt auf einen Wert im Bereich des Erklärungsbeitrags des Kabelanteils. Eine entsprechende Entfernung des Datenpunktes beim Kabelanteil führt ebenfalls zu einem Absinken des Bestimmtheitsmaßes, jedoch nicht in vergleichbarem Maße. Der Kabelanteil

kann daher trotz des geringeren Bestimmtheitsmaßes als relevanter endogener Strukturparameter betrachtet werden.

Bekannt ist der existierende Unterschied in der Versorgungszuverlässigkeit zwischen neuen und alten Bundesländern. Die Untersuchungen zeigen jedoch, dass ein Großteil dieses Unterschiedes auf bereits betrachtete Parameter zurückgeführt werden kann. So liegt den betrachteten Netzen in Ostdeutschland eine insgesamt niedrigere *Lastdichte* zu Grunde. Damit einhergehend ist der Freileitungsanteil insgesamt größer. Diese beiden Faktoren liefern die Erklärung für den überwiegenden Anteil des Unterschieds. Eine separate Berücksichtigung der Belegenheit als Strukturparameter ist daher nicht notwendig. In Bild 3.30 ist die Nichtverfügbarkeit SAIDI über der *Lastdichte* differenziert nach Belegenheit dargestellt.

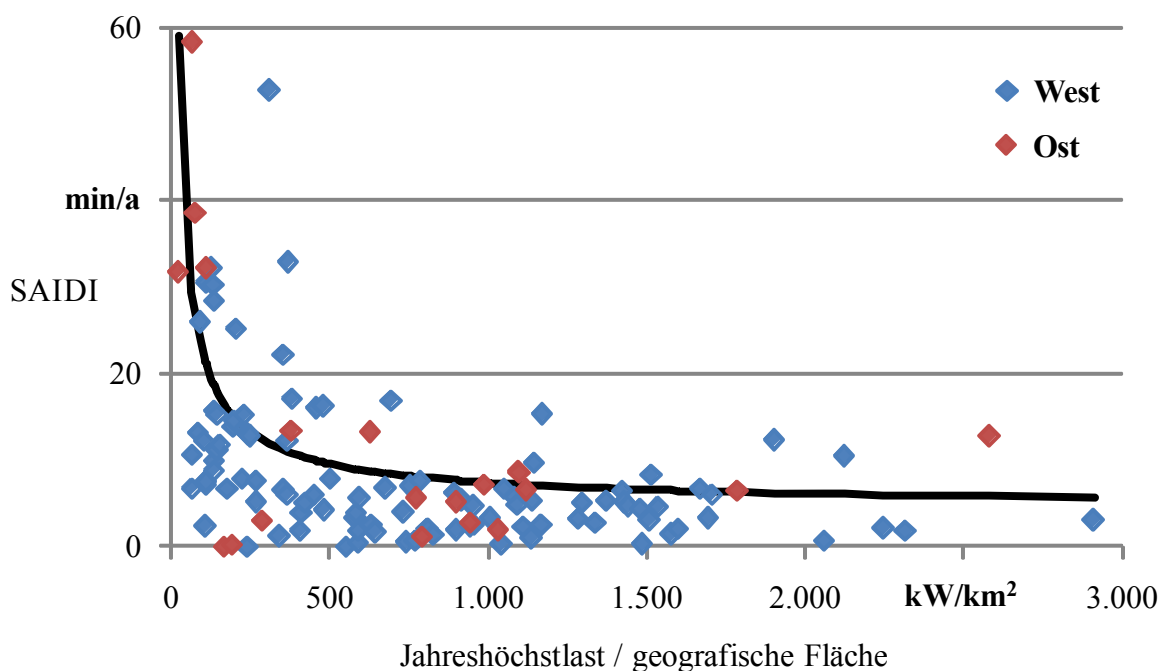


Bild 3.30: SAIDI [min/a] über Lastdichte [kW/km²] in der MS-Ebene differenziert nach Belegenheit

Ausgehend von den Untersuchungen für die einzelnen Strukturparameter werden nun Kombinationen verschiedener Parameter untersucht und geprüft, ob sich das Bestimmtheitsmaß und damit der Erklärungsbeitrag der Funktion verbessert. Es ist zu beachten, dass sich das Bestimmtheitsmaß bei der Erhöhung der Anzahl berücksichtigter Parameter immer verbessert. Ob die Verbesserung signifikant ist und damit der zusätzliche Parameter einen signifikanten Einfluss hat, kann mit Hilfe eines F-Tests [4] geprüft werden.

$$\bar{F} = \frac{(R_1^2 - R_2^2)(n - u_1 - 1)}{(1 - R_1^2)(u_1 - u_2)}$$

Der Parameter n entspricht der Stichprobengröße, die Parameter u_1 und u_2 geben die Anzahl Einflussgrößen (Strukturparameter) für die berechneten R^2 an, wobei $u_1 > u_2$ und damit $R_1^2 > R_2^2$ ist. Die Prüfgröße wird gegen die Signifikanzschranke der F-Verteilung (Freiheitsgrade von n , u_1 und u_2 abhängig) und für eine Irrtumswahrscheinlichkeit von $\alpha = 5\%$ getestet.

Bei der Untersuchung wird ausgehend von den für die einzelnen Parameter gefundenen funktionalen Zusammenhängen eine multiple lineare Regressionsanalyse durchgeführt. Anschließend werden die Funktionen jedes Parameters variiert und die Ergebnisse verglichen. Bild 3.31 zeigt einen Auszug der untersuchten Kombinationen von Parametern und die dabei erreichten Bestimmtheitsmaße. Ausgehend vom Parameter *Lastdichte werden* mit *Kabelanteil* und *Anschlussdichte* diejenigen Parameter kombiniert, die zur Lastdichte bei der Korrelationsanalyse keine starke Korrelation aufweisen und damit Potential für eine Verbesserung des Erklärungsbeitrags haben. Die Potenzfunktion bildet dabei abhängig vom Exponenten unterschiedliche Funktionsverläufe nach, wobei in Bild 3.31 das resultierende Bestimmtheitsmaß R^2 für die bestangepasste Wahl der Parameter für die Regression angegeben ist.

JHL/km ²		Kabelanteil		Ans./km ²		R ²
1/x ^c	x	1/x ^c	x	1/x ^c	x	
•						0,38
			•			0,22
•			•			0,39
•			•		•	0,40
•			•	•		0,42
•				•		0,41
•					•	0,39
	•		•		•	0,23

Bild 3.31: Bestimmtheitsmaß für unterschiedliche Kombinationen von Strukturparametern

In den ersten zwei Zeilen sind zunächst die Ergebnisse der einfachen Regression mit dem Parameter *Lastdichte* und dem *Kabelanteil* als Referenz angegeben (vgl. Bild 3.27 und Bild 3.29). Bei Hinzunahme weiterer Parameter zur Jahreshöchstlast ist die Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes gering. Erfolgt eine reine Linearkombination der Parameter (letzte Zeile), verbessert sich das Bestimmtheitsmaß gegenüber der ausschließlichen Betrachtung des *Kabelanteils* kaum. Der F-Test auf Signifikanz fällt für alle dargestellten Untersuchungen negativ aus, erwartungsgemäß auch für weitere Kombinationen stark korrelierter Parameter. Ähnliche Ergebnisse resultieren bei zusätzlicher Berücksichtigung der Strukturmerkmale Durchdringung mit dezentralen Einspeisungen und Anteil der Letztverbrauchertransformatoren an der gesamten installierten Bemessungsscheinleistung. Damit kann die gebietsstrukturelle Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit durch eine Berücksichtigung weiterer Parameter als der *Lastdichte* nicht signifikant besser erklärt werden.

Anhand der Darstellung der SAIDI-Punktewolke in Abhängigkeit der drei Parameter *Lastdichte*, *Anschlussdichte* und *Kabelanteil* in Bild 3.32 lässt sich das Ergebnis der Untersuchung veranschaulichen. Zunächst ist deutlich zu erkennen, dass sich die Datenpunkte in der Ebene von *Lastdichte* und *Anschlussdichte* nicht gleichmäßig verteilen, sondern hauptsächlich entlang eines Bandes liegen. Die noch zu beobachtende leichte Verteilung findet sich im von 1 abweichenden Korrelationskoeffizienten von 0,79 wieder. Lägen alle Punkte entlang einer Geraden, wäre der Korrelationskoeffizient 1.

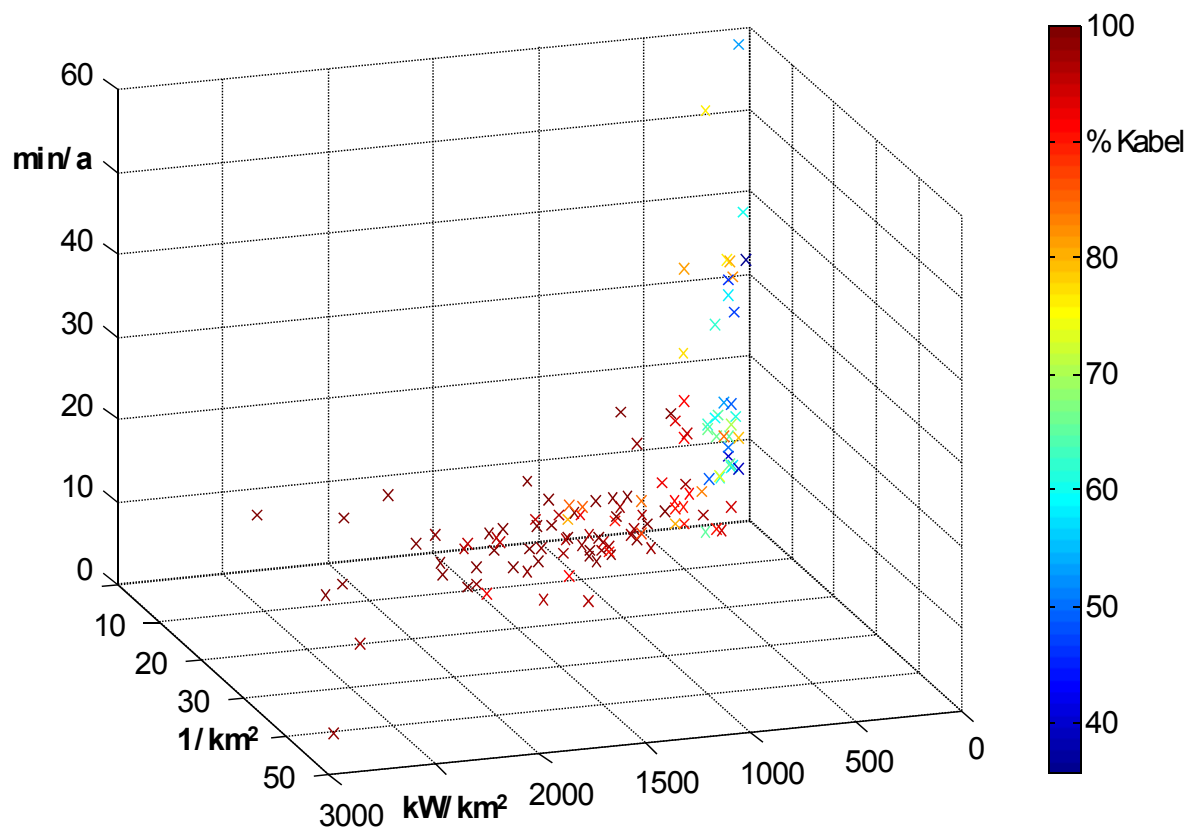


Bild 3.32: SAIDI [min/a] über Lastdichte [kW/km^2], Anschlussdichte [$1/\text{km}^2$] und Kabelanteil [%] in der MS-Ebene

Man kann ebenfalls erkennen, dass sich die Nichtverfügbarkeit mit Ausnahme des Bereiches um den Nullpunkt kaum ändert, die Information der geringen Nichtverfügbarkeit bei großen Werten für *Lastdichte* und *Anschlussdichte* also durch beide Parameter gleich gut abgebildet wird. Der Kabelanteil sinkt wiederum mit sinkender *Lastdichte* bzw. *Anschlussdichte* womit auch hier ein systematischer Zusammenhang beobachtet werden kann. Die Effekte werden daher durch einen Parameter ausreichend beschrieben. Betrachtet man nur zwei Parameter, kann die resultierende Funktion auch grafisch dargestellt werden. Bild 3.33 zeigt die Punktwolke in Abhängigkeit der Parameter *Lastdichte* und *Kabelanteil*. Die aus Bild 3.25 bekannte Abhängigkeit zwischen *Lastdichte* und *Kabelanteil* ist auch hier zu erkennen. Da die steigende Nichtverfügbarkeit bei geringerem *Kabelanteil* nur bei geringen *Lastdichten* auftritt, reicht eine eindimensionale Betrachtung aus Sicht der *Lastdichte* aus.

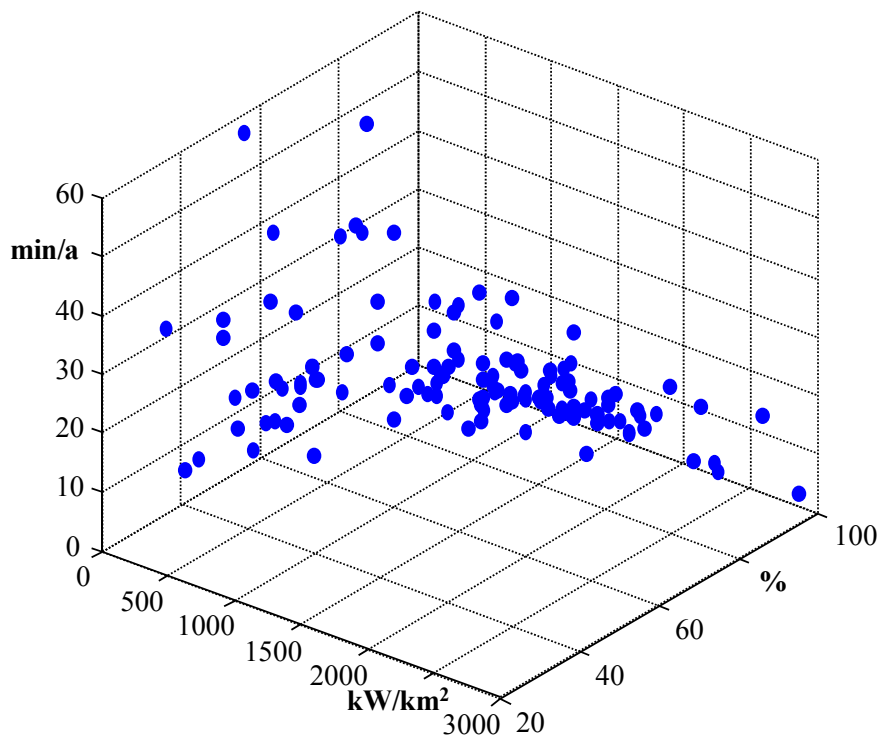


Bild 3.33: SAIDI [min/a] über Lastdichte [kW/km^2] und Kabelanteil [%] in der MS-Ebene

Bild 3.34 zeigt die sich aus der Regression ergebende Funktion. Das resultierende Gefälle bei großen Werten der Lastdichte in Abhängigkeit des Kabelanteils ist vernachlässigbar, da in diesem Bereich keine Datenpunkte liegen.

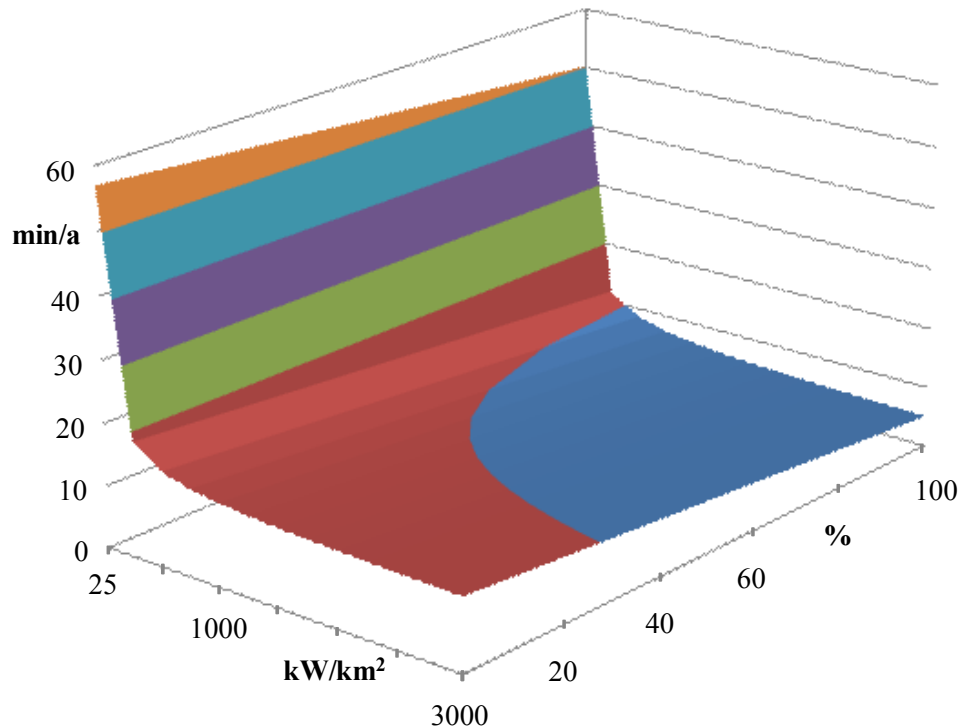


Bild 3.34: Regressionsfunktion für SAIDI [min/a] über Lastdichte [kW/km²] und Kabelanteil [%] in der MS-Ebene

Die Untersuchungen zeigen, dass die gebietsstrukturellen Unterschiede in der Mittelspannungsebene durch den Parameter *Lastdichte* am besten abgebildet werden. Eine Kombination mehrerer Parameter ergibt kein signifikant verbessertes Bestimmtheitsmaß und damit auch keine verbesserte Abbildung der gebietsstrukturellen Einflüsse. Der Grund für die nicht erreichte Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes liegt in der starken Korrelation der signifikanten Parameter untereinander. Bei der Auswahl eines Parameters unter denen mit hohem Erklärungsbeitrag ist aus Sicht der Gutachter die Lastdichte sowohl aufgrund des exogenen Charakters als auch aufgrund der analytischen Untersuchungen aus Abschnitt 3.2 zu wählen.

In der Niederspannungsebene kann auf Basis der empirischen Untersuchungen kein gebietsstruktureller Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit belegt werden. Daher ist hier ein einheitlicher gewichteter Durchschnittswert als Referenzwert für alle Netze zu bestimmen.

3.4 Monetarisierung

Der Monetarisierungsfaktor „transformiert“ das beobachtete Qualitätsniveau der Netzbetreiber in Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizformel, also in unmittelbare Erlöseffekte für die Netzbetreiber. Die Höhe dieses Faktors (und nicht etwa der Referenzwert) determiniert den Anreiz für die Netzbetreiber, in Netzqualität zu investieren. Dabei führt das Instrument eines monetären Q-Elements in der Regulierungsformel dann zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, wenn dieser Faktor die tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten / Nutzen einer verringerten / verbesserten „Einheit“ Versorgungsqualität abbildet. Ziel der Monetarisierung muss es daher sein, eine hinreichende Approximation aller Kundenpräferenzen bezüglich der Netzzuverlässigkeit zu liefern, so dass das Instrument der Qualitätsregulierung insgesamt zur Bereitstellung einer effizienten Versorgungsqualität führt.

Letztlich erfordert eine detaillierte Monetarisierung daher eine umfassende Erhebung und Analyse der Kundenpräferenzen, die für Deutschland derzeit noch nicht vorliegen und die nicht Gegenstand dieses Projektes sind. Entsprechende Kundenbefragungen erlauben zwar detaillierte Analysen, sind jedoch aufwändig und erfordern eine lange Vorlaufzeit, die ggf. einer schnellen Implementierung der Qualitätsregulierung im Wege steht. Eine schnelle Implementierung eines Q-Elements ist allerdings empfehlenswert, da das gegenwärtige Anreizregulierungsregime ohne explizites Q-Element implizit einer Qualitätsregulierung mit einem Monetarisierungsfaktor von Null entspricht.

Neben Kundenumfragen lässt die ARegV gemäß § 20 Abs. 3 auch die Anwendung analytischer Methoden zur Monetarisierung der Versorgungsqualität bzw. die Kombination beider Methoden zu. Im Folgenden ermitteln wir näherungsweise einen Monetarisierungsfaktor auf Basis von verfügbaren Studien und Daten als Grundlage für eine erste Implementierung des Q-Elements. Dieser Wert sollte jedoch mittelfristig durch weitere empirische Untersuchungen, beispielsweise einer Kundenumfrage, weiter substantiiert werden.

Hierzu gehen wir wie folgt vor:

- Zunächst schätzen **wir die Ausfallkosten** für Deutschland (Value of Lost Load VOLL³⁴):
Hierzu
 - schätzen wir die Ausfallkosten für Deutschland (Value of Lost Load VOLL) auf Basis einer makroökonomischen Analyse unter Berücksichtigung des Wertes der Freizeit; und
 - plausibilisieren unser Ergebnis zusätzlich anhand der Auswertung einer Datenbank von 19 **internationalen Studien** zum VOLL unter Übertragung der Ergebnisse auf Deutschland (Metaanalyse).
- Im Anschluss überführen wir die Ausfallkosten in einen **Monetarisierungsfaktor**. Hierzu stellen wir zunächst mögliche Qualitätskenngrößen vor und quantifizieren anschließend entsprechende monetäre Anreizraten.
- Zur weiteren Überprüfung und Plausibilisierung vergleichen wir die gewonnenen Werte mit Anreizraten in Qualitätsregulierungssystemen in anderen **europäischen Ländern**.
- Abschließend analysieren wir mögliche Unterschiede zwischen **geplanten und ungeplanten Unterbrechungen** und
- leiten eine **Empfehlung für die Quantifizierung von Kappungsgrenzen** ab.

3.4.1 Ermittlung der Ausfallkosten für Deutschland

Gemäß § 20 Abs. 3 ARegV können für die Bewertung der Qualitätsabweichungen vom Referenzwert „[...] in Geld zur Ermittlung der Zu- und Abschläge auf die Erlöse [...]“ herangezogen werden

- insbesondere die Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen, sowie
- analytische Methoden, insbesondere analytische Kostenmodelle, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

Möglich ist auch die Verwendung einer Kombination von beiden Methoden.

³⁴ Der Value of Lost Load (VOLL) bezeichnet den Wert bzw. die Kosten, die ein Stromausfall beim Kunden hervorruft. Der VOLL ist nicht mit dem Volume of Lost Load (als nicht gedeckte Last) zu verwechseln.

Netzseitige Schätzungen auf Basis analytischer Kostenmodelle werden von uns in Abschnitt 3.2.4. aufgegriffen, um die aus Kundensicht gewonnenen Anreizraten auf die zu erwartenden Anreizwirkungen zu überprüfen. Für die Bestimmung der Anreizrate ist letztlich die Kundensicht die relevante: Das Instrument eines monetären Q-Elements in der Regulierungsformel führt dann zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, wenn die Anreizrate die tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten / Nutzen einer verringerten / verbesserten „Einheit“ Versorgungsqualität abbildet.

Ausgangspunkt für die Ableitung eines Monetarisierungsfaktors ist daher die Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden Kosten. Dieser Wert wird üblicherweise als „Value of Lost Load“ in Bezug zur durch die Versorgungsunterbrechung nicht gelieferten Energiemenge gesetzt. Im Folgenden bestimmen wir daher zunächst, welcher durchschnittliche Schaden durch den Ausfall einer kWh in Deutschland zu erwarten ist. Für eine derartige Analyse stehen grundsätzlich verschiedene Methoden zur Verfügung. International haben sich dabei zwei Gruppen von Ansätzen mit unterschiedlicher Blickrichtung für derartige Analysen etabliert:

- **Makroökonomische Top-Down Ansätze:** In diesen wird Elektrizität insbesondere als Input-Faktor für Wertschöpfung in der Produktion sowie Nutzen in der Freizeit betrachtet, und über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen der daraus resultierende Wert einer kWh ermittelt. Diese Ansätze lassen sich mit vergleichsweise geringem Datenaufwand durchführen, sind aber entsprechend grob in ihrer Auflösung.
- **Empirische Bottom-Up Ansätze:** Hierbei werden empirisch (zum Beispiel durch Umfragen) die tatsächlich zu erwartenden Ausfallkosten (bzw. entgangene Nutzen) pro Kundengruppe ermittelt. Dieser Ansatz ist daher geeignet, ein hohes Maß an Differenzierung zu liefern. Da für eine vollständige Kostenschätzung jedoch alle relevanten Kundengruppen erfasst werden müssen, ist dieser Ansatz mit einem hohen Erhebungsaufwand verbunden. Zudem sind geeignete Erhebungsverfahren und die Parametrierung sorgfältig auszuwählen, um zu belastbaren Ergebnissen zu gelangen.

Wir verwenden in dieser Studie daher einen **makroökonomischen Top-Down Ansatz** zur Schätzung von Stromausfallkosten. Dieses Verfahren kann als analytische Methode gemäß § 20 Absatz 3 ARegV interpretiert werden. Eine Erhebung der Zahlungsbereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen

(gemäß §20 Absatz 3 ARegV), liegt für Deutschland nicht vor und ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Es besteht jedoch die Option, nach der Ableitung des Monetarisierungsfaktors aus einer makroökonomischen Analyse in einem nächsten Schritt eine Kundenumfrage durchzuführen. So lässt sich zum Beispiel eine weitere Differenzierung des Monetarisierungsfaktors nach Kundengruppen, Zeitperioden der Versorgungsunterbrechungen etc. praktisch nur anhand der direkten Erhebung von Kundenpräferenzen ableiten. Dabei ist zu beachten, dass Kundenbefragungen im Allgemeinen und die Erhebung von Nutzeneinschätzungen im Speziellen hohe Anforderungen an die Durchführung entsprechender empirischer Untersuchungen stellen, so dass die Ergebnisse einer später durchzuführenden Umfrage ebenfalls stets Gegenstand einer kritischen Validierung und Qualitätssicherung sein sollten.

Ergänzend nehmen wir eine Plausibilisierung der Ergebnisse der makroökonomischen Analyse durch die Auswertung von 19 internationalen Studien vor (Meta-Analyse), in denen in den vergangenen Jahren mit verschiedenen Methodiken Schadenskosten in zahlreichen Regionen ermittelt wurden. Wir adjustieren die Ergebnisse dabei entsprechend der Situation in Deutschland.

3.4.1.1 Makroökonomische Analyse

Unsere makroökonomische Analyse orientiert sich an einer Methodik, die bereits international von verschiedenen Autoren für Schätzungen von Ausfallkosten u.a. in Österreich [21], den Niederlanden [37] sowie Irland [45] herangezogen wurde. Es handelt sich somit um eine international etablierte Methodik zur indikativen Abschätzung von Ausfallkosten. Damit ist es möglich, mit geringem Erhebungsaufwand und unter Rückgriff auf leicht verfügbare statistische Daten bereits zu einer Kostenschätzung zu gelangen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bestimmte Kostentypen, wie beispielsweise Anlaufzeiten im Produktionsbereich oder direkte Folgekosten im Haushaltsbereich nicht bzw. nur unvollständig abgebildet werden. Dennoch ermöglicht dieser Ansatz, mit relativ geringen Erhebungskosten bereits eine Untergrenze für Ausfallkosten festzulegen. [21]

Im Rahmen des von uns angewendeten makroökonomischen Ansatzes errechnen sich die Stromausfallkosten für Deutschland aus der Summe

- der Ausfallkosten im Industrie, Gewerbe, Handels- und Landwirtschaftsbereich; sowie
- dem entgangenen Freizeitwert für Haushalte.

Ausfallkosten in Industrie, Gewerbe, Handel und Landwirtschaft

Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten in Industrie, Gewerbe, Handel und Landwirtschaft ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer kWh innerhalb eines Industriesektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.³⁵

Wir errechnen daher die Ausfallkosten je Industriesektor aus den entsprechenden makroökonomischen Daten. Wir beziehen uns dabei für die Bruttowertschöpfung 2008 auf Angaben des Statistischen Bundesamts:

Sektor	Bruttowertschöpfung (Mrd. €)
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	19,96
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe (=“Industrie“)	569,68
Baugewerbe	504,22
Handel, Gastgewerbe und Verkehr	89,83
Finanzierung, Vermietung und Unternehmensdienstleister	396,66
Öffentliche und private Dienstleister	655,81
Handel / Gewerbe / Dienstleistungen / Transport	1.635,16
Total	2.224,80

Quelle: Destatis – Genesis Datenbank – Code 81000-0013 „VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/ preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche“

Tabelle 1. Sektorale Bruttowertschöpfung in Deutschland 2008

Für den Stromverbrauch 2008 der einzelnen Sektoren beziehen wir uns auf die Energiestatistik des BMWi³⁶:

³⁵ Vgl. [38] für eine detaillierte Darstellung der zugrundeliegenden Annahmen.

³⁶ Da die sektorale Abgrenzung der Verbrauchswerte im Nicht-Haushaltssektor durch das BMWi keinen direkten Vergleich mit den Sektoren der Bruttowertschöpfung erlaubt, ist eine Adjustierung gemäß der unter-

Sektor	Stromverbrauch (GWh)
Landwirtschaft/Fischerei *)	8.342
Industrie *)	241.131
Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport *)	135.165
Total	384.638

Quelle: Energiestatistik BMWi – Energiedaten Tabelle 6a – „Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren“

*) Anteilmäßige sektorale Untergliederung auf Basis der sektoralen 2007er Werte für Deutschland in IEA (2009)

Tabelle 2. Sektoraler Stromverbrauch 2008 in Deutschland

Aus dem Quotient von Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch lassen sich für den Gewerbe-/Industriebereich (inkl. Subsektoren) folgende Ausfallkosten schätzen:

Sektor	Bruttowertschöpfung (Mrd. €)	Stromverbrauch (TWh)	Value of Lost Load (€/kWh)
	a	B	c = a / b
Landwirtschaft/ Fischerei	20	8	2,39
Industrie	570	241	2,36
Handel/Gewerbe/DL/ Transport	1.635	135	12,10
Total Gewerbe/ Industrie	2.225	385	5,78

Quelle: BMWi / IEA / Destatis (s.o.), Stand 2008

Tabelle 3. Abschätzung Ausfallkosten im Bereich Industrie / Gewerbe

schiedlichen Sektorenabgrenzung erforderlich. Hierfür nutzen wir approximativ die Aufteilung der Verbräuche auf Sektoren entsprechend der durch die IEA (2009) für Deutschland für 2007 ausgewiesenen Werte. Da die weiteren Berechnungen stets auf den Gesamtwerten basieren und die sektorale Aufteilung der Verbräuche allein informativen Charakter besitzt, ist diese Approximation unproblematisch.

Ausfallkosten im Haushaltsbereich / Wert der Freizeit

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 (Nutzen von Freizeit verhält sich proportional zum Stromverbrauch). Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht. Diese Annahme ist zwangsläufig vereinfachend: Einerseits sind sicherlich auch Freizeitaktivitäten ohne Stromverbrauch möglich, andererseits werden in diesem Ansatz zum Beispiel direkte Kosten (zum Beispiel durch verdorbene Vorräte) und Risiken nicht gesondert erfasst. Zusätzlich wird durch das Vorgehen implizit von der – auch in anderen Studien wie [37] getätigten – plausiblen Annahme ausgegangen, dass Stromunterbrechungen außerhalb der Freizeit im Haushaltsbereich dazu führen, dass die damit verbundenen Tätigkeiten ganz oder teilweise nachgeholt werden müssen und daher letztlich ebenfalls auf Kosten der verfügbaren Freizeit gehen.

Für die Analyse ist es daher notwendig, den jährlichen Gesamtwert von Freizeit zu quantifizieren, um diesen in Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch für Haushalte zu setzen. Im Einzelnen sind somit folgende Berechnungen und Annahmen zu zwei Aspekten notwendig:

- **Menge der Freizeit:** Die genaue Definition und Abgrenzung von Freizeit ist Gegenstand umfangreicher wissenschaftlicher Forschung, mit durchaus kontroversen Standpunkten. Wir beziehen uns in unserer Analyse auf die in der OECD Studie „Society at a Glance 2009 - OECD Social Indicators“ enthaltenen aktuellsten veröffentlichten Daten für Deutschland, in der für Deutschland ein Freizeitanteil von 27,4% an der gesamten Tageszeit ermittelt wird (OECD 2009, Figure 2.4). In der dort referenzierten erweiterten Abgrenzung beinhaltet „Freizeit“ alle Zeit, die nicht für Arbeit (bezahlt oder unbezahlt, wie zum Beispiel im Haushalt) sowie die grundlegenden Daseinsfunktionen (Schlafen, Essen, Pflege) aufgewendet wird. Bezogen auf ein Kalenderjahr (mit 8760 Stunden) ergibt sich hierdurch eine „Menge“ an Freizeit für Berufstätige in Deutschland von 2.400 h pro Jahr. Für Personen, die keiner Erwerbstätigkeit nachgehen (im Folgenden: „Nicht-

Erwerbstätige“³⁷, entfällt zudem die Arbeitszeit, die entsprechend als zusätzliche Freizeit zur Verfügung steht. Hierzu beziehen wir uns auf Angaben vom statistischen Bundesamt für das Jahr 2008³⁸, demgemäß beträgt die durchschnittliche jährliche Arbeitszeit pro Arbeitnehmer 1.429 Stunden. Entsprechend der in Tabelle 4 dargestellten Kalkulationen ergibt sich somit für die Gesamtbevölkerung von Deutschland eine Gesamtmenge an Freizeit von 257 Mrd. Stunden pro Jahr.

- **Wert der Freizeit:** Unter der Annahme, dass Arbeitnehmer ihre Arbeitszeit (zumindest in Grenzen) frei wählen können und somit zusätzliche Freizeit durch Lohnverzicht/-zuwachs „kaufen“ bzw. „verkaufen“ können, wird in ökonomischen Analysen üblicherweise von einem Gleichgewicht der marginalen Nutzen von Arbeit und Freizeit ausgegangen.³⁹ Entsprechend kann der Wert einer Stunde Freizeit für Arbeitnehmer von dem Nettostundenlohn für Arbeitszeit abgeleitet werden. Dieser lässt sich kalkulatorisch aus den Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Gesamtsumme der Nettolöhne in Deutschland (643 Mrd. € für 2008)⁴⁰, der durchschnittlichen jährlichen Arbeitszeit je Arbeitnehmer (1.429 Stunden⁴¹) sowie der Anzahl der Arbeitnehmer ableiten und beträgt 11,2 €/Stunde. Für Nicht-Erwerbstätige wird von diesem Wert typischer Weise ein Abschlag von 50% angenommen (diese Approximation wird zum Beispiel auch bei [21], [37] und [45] angewandt), u.a. da die größere Menge an Freizeit (s.o.) für diesen Personenkreis einen geringeren mar-

³⁷ Zu diesen Personen zählen gemäß VGR (VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche) diejenigen Personen, die den Erwerbspersonen zuzurechnen sind, jedoch erwerbslos sind, sowie die Personen, die zur Gruppe der Nicht-Erwerbspersonen zählen.

³⁸ Destatis – Genesis Datenbank – „VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche“

³⁹ Dieser pragmatische Ansatz findet weite Verbreitung in der Mikroökonomie und in Analysen zu Stromausfallkosten (zum Beispiel [37], S. 282), auch wenn die Annahme in der akademischen Diskussion durchaus kontrovers gesehen wird.

⁴⁰ Destatis – Genesis Datenbank – „VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre“

⁴¹ Destatis – Genesis Datenbank – „VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche“

ginalen Wert erwarten lässt. Entsprechend dieser Annahme ergibt sich für Nicht-Erwerbstätige ein kalkulatorischer Wert der Freizeit in Höhe von 5,5 €/Stunde.

Basierend auf den vorangehenden Schätzungen zu Menge und Wert der Freizeit in Deutschland lässt sich entsprechende der in Tabelle 5 dargestellten Analyseschritte ein Gesamtwert der Freizeit in Deutschland von 1.976 Mrd. € pro Jahr ableiten. Wird – unter Rückgriff auf die o.g. Annahme eines linearen Zusammenhangs – dieser Wert in Verhältnis zu dem Stromverbrauch der Haushalte gesetzt (Quelle: Energiestatistik des BMWi), ergibt sich ein „Value of Lost Load“ (Wert von Versorgungsunterbrechungen) für die Freizeit in Höhe von 14,2 €/kWh.

			Erwerbs- tätige	Erwerbs- lose & Nicht- Erwerbs- personen	Total
a	Anzahl Personen	Mio.	40,2	41,9	82,1
b	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.400	2.400	
c	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.429,6	
d = a * (b + c)	Gesamtmenge Frei- zeit	Mrd. Std.	96,5	160,5	257,0
e	Gesamtnettoloohn	Mrd. €	642,7		
f (=c)	Arbeitszeit / Jahr / Arbeitnehmer	Std.	1.429,6		
g = a * f	Gesamtmenge Ar- beitszeit	Mrd. Std.	57,5		
h = e / g	Nettostundenlohn	€ / h	11,2		
i	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostun- denlohn		100%	50%	
j = h * i	Wert der Freizeit	€ / h	11,2	5,6	
k = j * d	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.079,1	896,9	1.976,0
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			139,6
m = k / l	Value of Lost Load	€/kWh			14,2

Quelle: Eigene Berechnungen, Datenquelle: Destatis / OECD / BMWi; Stand 2008

Tabelle 5. Abschätzung der Ausfallkosten (Value of Lost Load) im Haushaltssegment

Zusammenfassung Ausfallkosten Deutschland

Zusammengefasst lässt sich mittels des mit dem jährlichen sektoralen Stromverbrauch gewichteten Mittelwerts aus den Ausfallkosten im Industriebereich sowie dem Wert der Freizeit im Haushaltssegment ein durchschnittlicher Wert jeder gelieferten kWh Strom in Deutschland in Höhe von 8,0 € abschätzen.

Sektor	Bruttowertschöpfung (Mrd. €)	Stromver- brauch (TWh)	Value of Lost Load (€/kWh)
	a	b	c = a / b
Total Gewerbe/ Industrie	2.225	385	5,8
Haushalte (Wert der Freizeit)	1.976 ⁴²	140	14,2
Gesamt	4.201	525	8,0

Quelle: Berechnungen Frontier

Tabelle 6. Berechnung der durchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Ausfallkosten für Deutschland

Es ist zu berücksichtigen, dass der Fokus des Ansatzes auf einer indikativen Abschätzung der Gesamtkosten von Stromausfällen liegt. Wie bei anderen Verfahren zur Bestimmung des Wertes der Versorgungssicherheit ist eine Reihe von Annahmen zu treffen. Insofern stellen die abgeschätzten Stromausfallkosten, wie bei allen anderen Ansätzen zur Schätzung von Monetarisierungsfaktoren, eine Approximation dar.

⁴² Die in den vorangegangenen Tabellen hergeleitete Bewertung der Ausfallkosten der Haushalte liegt aufgrund der einheitlichen Bezugsgröße 'kWh' naturgemäß höher als im stromintensiveren Sektor Gewerbe/Industrie. Der Haushaltssektor muss in der Gesamtbewertung zwingend berücksichtigt werden, da ansonsten anteilige Ausfallkosten wesentlich vernachlässigt würden und der Value of Lost Load hierdurch systematisch zu niedrig bestimmt würde.

3.4.1.2 Metaanalyse internationaler Studien

Ziel dieses Vorgehen ist es, eine Bandbreite für Ausfallkosten abzuschätzen, um die vorigen Ergebnisse zu plausibilisieren. Die Schätzung soll dabei möglichst unabhängig sowohl von dem gewählten methodischen Ansatz als auch von einer individuellen Parametrierung sein. Daher wird von uns ein möglichst umfassender, schrittweiser Ansatz gewählt:

1. Zusammenstellung und Aufbereitung der Ergebnisse der internationalen Studien: Zunächst wird eine möglichst große Anzahl von Studien in die Auswahl aufgenommen.⁴³
2. Ermittlung der Bandbreite für Ausfallkosten: Mittels statistischer Verfahren wird innerhalb der von den Studien ermittelten Ergebnisse die Bandbreite ermittelt, die von der Mehrheit der Studien gestützt wird. Durch dieses Vorgehen wird die „Mehrheitsmeinung“ aller Studien abgeleitet. Eine individuelle Beurteilung der Vorgehensweise bzw. der Güte der jeweiligen Studien erfolgt hierbei nicht. Vielmehr mittelt sich der Einfluss unterschiedlicher methodischer Ansätze und Ausfallszenarien über die 19 Studien aus.

Die Studien unterscheiden sich nicht nur bezüglich des methodischen Ansatzes und der Ausfallszenarien, sondern auch bezüglich der betrachteten Länder und Sektoren. Um die Vergleichbarkeit der jeweiligen Studienergebnisse mit unserer vorangehenden makroökonomischen Analyse zu erhöhen, wurden daher von uns folgende Adjustierungen vorgenommen:

- **Konvertierung in Euro:** Die jeweiligen Studienergebnisse wurden zu den zum Bezugsjahr der Studie geltenden Wechselkursen in Euro umgerechnet.
- **Umrechnung der Studienergebnisse auf €/kWh:** Falls nicht bereits in der ursprünglichen Quelle ausgewiesen, wurden die ermittelten Schadenskosten auf Basis der jeweils betrachteten Schadensszenarien in Ausfallkosten **je kWh umgerechnet.**
- **Adjustierung der Stromintensität:** Da die in den Studien betrachteten Volkswirtschaften teilweise eine deutlich von Deutschland abweichende Verbrauchsstruktur aufweisen, wurden zudem die jeweiligen länderspezifischen Studienergebnisse unter Berücksichtigung der

⁴³ Um die Vergleichbarkeit mit Deutschland sicherzustellen beziehen wir uns dabei nur auf Studien aus Industrienationen.

jeweiligen nationalen Stromintensität (ausgedrückt durch den Quotient von BIP und Gesamtstromverbrauch) an die Stromintensität in Deutschland angepasst.⁴⁴

Die folgende Tabelle 7 enthält eine Übersicht über die jeweils herangezogenen Studien sowie die vorgenommenen Umrechnungen:

⁴⁴ Formell errechnet sich der Adjustierungsfaktor für ein Land c im Jahr y aus $(\text{BIP}_{c,y} / \text{Stromverbrauch}_{c,y}) / (\text{BIP}_{\text{Deutschland},2008} / \text{Stromverbrauch}_{\text{Deutschland},2008})$. Datenquelle: UN-Data (BIP) / EIA (2009) (Stromverbrauch)

Studie	Land	Bezugs-jahr	Methodik	Studienergebnis		Wechsel-kurs zu Euro	Adjustierungs-faktor Energie-intensität	Adj. VOLL (€ / kWh) d=a/b/c
				a	b			
[19] ¹⁾	USA	2002	Befragung	8,89	\$/kWh	0,95	0,64	14,75
[30]	USA	2007	Befragung	6,86	\$/kWh	1,37	0,54	9,33
[47]	USA	2001	Richtwert für Schadensersatz in US-Courts	10,00	\$/kWh	0,90	0,66	16,81
[32] ²⁾	USA	2003	Black-out Studie	7.4 - 11.2	\$/kWh	1,13	0,55	14,83
[17] ³⁾	USA	2003	Black-out Studie	6,97	\$/kWh	1,13	0,55	11,14
[25] ⁴⁾	USA (New England)	2005	Expertenschätzung	10,0 – 30,0	\$/kWh	1,24	0,55	29,36
[21]	Österreich	2002	Makroökonomi-sche Analyse	8,10	€/kWh	1,00	0,82	9,90
[22] ⁵⁾	Österreich	2006/2007	Zahlungs-bereitschaft (WTP)	10,99	€/kWh	1,00	0,87	12,59
[42] ⁶⁾	Norwegen	2003	Zahlungs-bereitschaft (WTP)	26,56	NOK / kWh	7,99	0,40	8,27

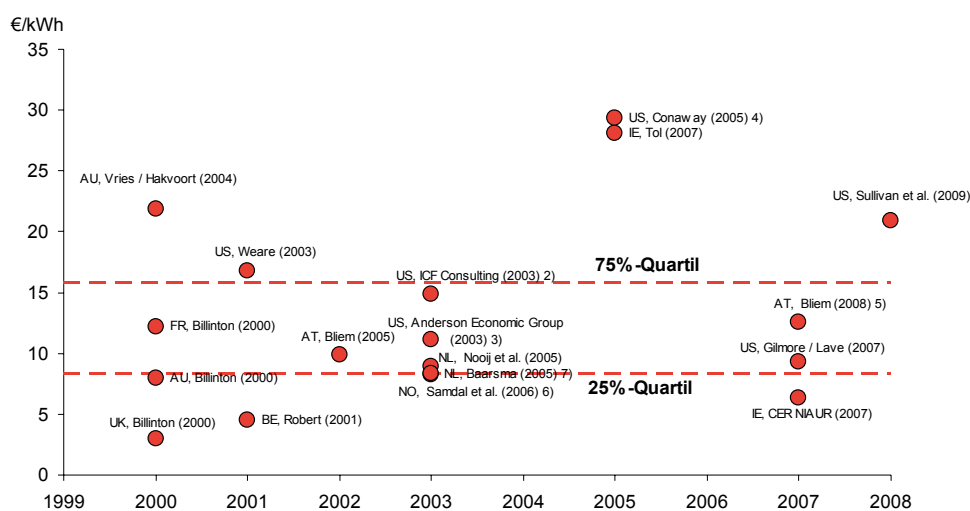
[41]	Belgien	2001	Makroökonomische Analyse	3,10	€/kWh	1,00	0,69	4,52
[38]	Niederlande	2003	Makroökonomische Analyse	8,60	€/kWh	1,00	0,96	8,93
[18] ⁷⁾	Niederlande	2003	Zahlungsbereitschaft (WTP)	8,05	€/kWh	1,00	0,96	8,36
[45]	Irland	2005	Makroökonomische Analyse	40,00	€/kWh	1,00	1,42	28,09
[24]	Irland	2007	Schätzung Vermeidungskosten	10,00	€/kWh	1,00	1,59	6,28
[20]	Australien	2000	k.A.	4,00	€/kWh	1,00	0,50	7,94
[46]	Australien	2000	k.A.	11,00	€/kWh	1,00	0,50	21,84
[20]	UK	2000	k.A.	3,00	€/kWh	1,00	1,00	3,00
[20]	Frankreich	2000	k.A.	9,00	€/kWh	1,00	0,74	12,22
[44]	USA	2008	Metaanalyse 16 vertraulicher Studien	15,99	\$/kWh	1,42	0,54	20,91

- 1) Durchschnittswert abgeleitet aus den sektoralen Werten für Transport, Commercial, Industry und Residential (Mengengewichtung anhand der sektoralen Verbräuche gemäß [33])
- 2) Ableitung des VOLL auf Basis der ausgewiesenen Gesamtschadenssumme (6,8 - 10,3 Mrd. \$) sowie der ausgefallenen Energiemenge (918 GWh), in späteren Berechnungsschritten Bezug auf die Bandbreitenmitte
- 3) Ableitung des VOLL auf Basis der ausgewiesenen Gesamtschadenssumme (6,4 Mrd. \$) sowie der bei ICF ausgewiesenen ausgefallenen Energiemenge (918 GWh)
- 4) In den weiteren Berechnungen Bezug auf die Bandbreitenmitte
- 5) Bezug auf die Ergebnisse für 1h-Ausfalldauer, Berechnung eines mengengewichteten Durchschnittswertes auf Basis der sektoralen Nachfragemengen nach [33]
- 6) Ableitung des VOLL auf Basis der ausgewiesenen Gesamtschadenssumme (510 Mio NOK) sowie der ausgefallenen Energiemenge (19,2 GWh)
- 7) Eigene Berechnung aus Angaben zur Gesamtschadensmenge (48 Mio €) und Approximation der ausgefallenen Energiemenge (0,5h SAIDI bei Gesamtverbrauch von 104,5 TWh [33]) entspricht ca. 6,0 GWh

Tabelle 8. Übersicht über die in der Metaanalyse berücksichtigten Quellen

Bild 3.38 gibt eine Übersicht über die ausgewerteten Studienergebnisse, jeweils geordnet nach dem Jahr, auf das sich die jeweilige Analyse bezieht (das heißt Studien basierend auf aktuelleren empirischen Erkenntnissen finden sich weiter rechts). Aus der graphischen Darstellung lassen sich bereits erste Schlüsse ziehen:

- Die geschätzten Ausfallkosten der einzelnen Studien weisen eine **große Streuung** auf. Dies spiegelt zum einen die Unterschiede in den betrachteten Szenarien und Sektoren wieder, zum anderen ist dies auch der großen Heterogenität der angewandten Methodiken geschuldet.
- Trotz der Streuung der Ergebniswerte lässt sich generell eine **Konzentration der Ergebnisse** in einem vergleichsweise engen Korridor von gerundet ca. 8 bis 16 €/kWh (s.u.) feststellen.



Quelle: Frontier Economics

Bild 3.35 Übersicht Ergebnisse internationaler Studien zum VOLL, adjustiert für Deutschland

Wie vorangehend dargelegt, basiert unser methodischer Ansatz zunächst auf einer Berücksichtigung aller relevanten Studienergebnisse, deren Kernbereich wir anschließend durch eine statistische Abgrenzung der mittleren zwei Quartile bestimmen. Das heißt wir bestimmen den Wertebereich, in dem 50% aller ausgewerteten Studien liegen, und der jeweils von 25% der Studien über- bzw. unterschritten wird. Dieser Bereich erstreckt sich von 8,3 – 15,8 €/kWh,

der Median (das heißt der Wert, der von 50% der Studien über- bzw. unterschritten wird) liegt dabei bei 11,1 €/kWh.

3.4.1.3 Zusammenfassung Schadenskosten

Beide vorangehend vorgestellten Analysen führen somit zu Schätzungen von Ausfallkosten für Deutschland in einer ähnlichen Größenordnung:

- Die **makroökonomische Analyse** führt mittels einer bereits in mehreren internationalen Studien praktizierten Methodik zu der Ableitung durchschnittlicher Schadenskosten je kWh in Höhe von **8,0 €/kWh**.
- Eine **Querschnittsbetrachtung** von 19 methodisch heterogenen internationalen Studien führt nach Adjustierung zu einer Bandbreitenschätzung von **8,3-15,8 €/kWh**, mit einem Median in Höhe von **11,1 €/kWh**.

Die Ergebnisse der Metaanalyse können somit die Größenordnung der Ergebnisse der makroökonomischen Analyse bestätigen.⁴⁵

3.4.2 Überführung in einen Monetarisierungsfaktor

Wie einleitend dargestellt, sollten für eine effiziente Anreizgestaltung die Monetarisierungsfaktoren an den mit einer Unterbrechung verbundenen Schadenskosten bzw. Nutzeneinbußen ausgerichtet werden. Nachdem aus den im vorangehenden Abschnitt beschriebenen Analysen eine Schätzung für die zu erwartenden Ausfallkosten in Deutschland (in €/kWh) gewonnen wurde, sollen in diesem Abschnitt nunmehr auf dieser Basis entsprechende Monetarisierungsfaktoren (in €/min/Kunde/a) abgeleitet werden.

Hierzu werden wir zunächst

⁴⁵ Die (geringe) Unterschreitung der ermittelten Bandbreite durch die Ergebnisse der makroökonomischen Analyse ist akzeptabel und nicht unplausibel, da – wie eingangs in Abschnitt 3.4.1.1 dargestellt – der makroökonomische Ansatz von einigen Schadensaspekten (zum Beispiel direkte Schadenskosten im Haushalt, die vergleichsweise gering sind) abstrahiert.

- eine Handlungsempfehlung bezüglich der heranzuziehenden Bezugsgröße aussprechen; sowie anschließend
- die entsprechenden Monetarisierungsfaktoren quantifizieren.

3.4.2.1 Wahl der Bezugsgröße

Die Monetarisierungsfaktoren zur Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenze bei Qualitätsabweichungen vom Referenzwert müssen mit den ausgewählten Qualitätskennzahlen (Bezugsgrößen) korrespondieren.⁴⁶ Aus diesem Grund ist die Wahl einer geeigneten (oder mehrerer geeigneter Bezugsgrößen) erforderlich.⁴⁷

Für die Kundenbewertung von Unterbrechungen werden üblicherweise die Häufigkeit und Dauer einer Versorgungsunterbrechung als relevante Parameter erachtet. Zudem sind die weiteren Umstände einer Versorgungsunterbrechung von Bedeutung (zum Beispiel Zeitpunkt der Versorgungsunterbrechung, potenzieller Verbrauch während der Versorgungsunterbrechung, etc.). Im Sinne einer möglichst effizienten Qualitätsbereitstellung sollten Anreizraten grundsätzlich diese Differenzierung der Bewertung von Versorgungsunterbrechungen widerspiegeln. Übliche Kenngrößen zur Erfassung des Ausmaßes von Versorgungsunterbrechungen sind dabei:

- **SAIFI – Unterbrechungshäufigkeit** je Kunde: Eine Monetarisierung dieser Kennzahl betont die Fixkosten je Unterbrechung (also von Kosten, die unabhängig von der Dauer der Unterbrechung sind), beinhaltet jedoch zunächst keine Anreize für eine Verringerung der Dauer.
- **CAIDI – Unterbrechungsdauer** je Kunde und Ausfall: Im Gegensatz hierzu zielt CAIDI allein auf die Dauer einer Versorgungsunterbrechung ab, und abstrahiert somit von möglichen Fixkosten je Unterbrechung.

⁴⁶ Die Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenze werden durch die Multiplikation des Indikators für die Qualitätsabweichungen vom Referenzwert mit dem Monetarisierungsfaktor ermittelt. Die Bezugsgröße(n) für die Qualität und der Monetarisierungsfaktor müssen also korrespondieren.

⁴⁷ Vgl. hierzu auch die ausführlichen Ausführungen zu den Kenngrößen in den Abschnitten 3.2 und 3.3.

- SAIDI – Die **Gesamtunterbrechungsdauer** je Kunde vereint als Produkt die Anreizwirkungen von SAIFI und CAIDI, beinhaltet jedoch keine Differenzierung von Anzahl der Unterbrechungen einerseits und Dauer pro Unterbrechung andererseits.
- ENS oder nicht gedeckte Last – Im Gegensatz zur reinen Bewertung von Dauer und Häufigkeit würde durch die Berücksichtigung der **nichtgelieferten Energie** („Energy not Supplied“) oder der nicht gedeckten Last zu einem bestimmten Ausfallzeitpunkt zusätzlich eine Differenzierung der Anreize dahingehend geschaffen, ob die Versorgungsunterbrechung in Stark- oder Schwachlastzeiten erfolgt. Entsprechende Daten liegen für Deutschland jedoch gegenwärtig nicht vor, so dass diese Kenngröße zurzeit keine Option darstellt.

Bezüglich der Unterscheidung von Ausfalldauer und –häufigkeit lässt sich ohne umfangreiche empirische Erhebungen von Kundenpräferenzen a priori keine besondere Gewichtung der genannten Parameter begründen.⁴⁸ Bereits eine einfache Unterscheidung von Haushalts- und Industriekunden offenbart unterschiedliche Präferenzen:

- Im Produktionsbereich ist mit Unterbrechungen im Allgemeinen ein vergleichsweise großer Fixkostenblock (zum Beispiel durch Neustartkosten) verbunden, der mit zunehmender Dauer nur vergleichsweise gering ansteigt. Für entsprechende Kundengruppen wäre daher die Ausfallhäufigkeit besonders relevant.
- Im Haushaltsbereich sind mehrere kurze Störungen (zum Beispiel Unterbrechungen von wenigen Minuten) dagegen regelmäßig unproblematisch, mit zunehmender Dauer steigen die Kosten jedoch deutlich an (zum Beispiel durch Ausfall von Heizung und Kühlung). Für entsprechende Kundengruppen wäre daher die Ausfalldauer besonders relevant.

International ist zudem eine große Heterogenität der von Regulierern verfolgten Ansätze zu beobachten, so ist der Rückgriff auf verschiedene Kombinationen von Qualitätskennzahlen üblich. Für Deutschland lassen sich daher aus dem internationalen Vorgehen keine besonderen Empfehlungen bezüglich der Bezugsgröße ableiten.

Bis zum Vorliegen weiterer belastbarer Daten empfehlen wir daher den pragmatischen Ansatz, die beiden zentralen Parameter Dauer (CAIDI) und Häufigkeit (SAIFI) gleich zu ge-

⁴⁸ Eine Gewichtung der Parameter wäre gemäß ARegV §20 Abs. 1 in Deutschland grundsätzlich zulässig.

wichten. Als Kennzahl kann hierzu auf die SAIDI-Kennzahl Bezug genommen werden, die das ungewichtete Produkt aus SAIFI und CAIDI darstellt.

Mittel- bis langfristig empfehlen wir jedoch im Hinblick auf eine möglichst effiziente Qualitätsbereitstellung eine weitere Differenzierung:

- Sobald Erkenntnisse zu einer unterschiedlichen Gewichtung von Dauer und Häufigkeit seitens der Kunden vorliegen (zum Beispiel nach Durchführung einer Kundenumfrage), sollte eine Differenzierung überprüft werden.
- Langfristig sollten Anreize angestrebt werden, die den zeitlich variierenden Präferenzen von Kunden Rechnung tragen (so werden Störungen bei Gewerbekunden außerhalb der Produktionszeiten deutlich geringere Kosten verursachen als zur Hauptgeschäftszeit). In diesem Sinne vielversprechende Kennzahlen wären die Menge der durch eine Störung nicht gelieferten Energie (ENS) oder die nicht gedeckte Last zu bestimmten Ausfallzeitpunkten. Hierdurch würden Störungen zu Schwachlastzeiten bspw. signifikant geringer pönalisiert als zu Starklastzeiten.

3.4.2.2 Quantitative Analyse

Vorangehend wurden die zu erwartenden durchschnittlichen Ausfallkosten für Deutschland in Bezug auf Energieeinheiten (je kWh) ermittelt. Um diese in einen Monetarisierungsfaktor mit zeitlichem Bezug (Kosten je Ausfallminute bzw. SAIDI) umzurechnen, bedarf es daher der Annahme einer durchschnittlichen Last pro Endkunden.

Grundsätzlich ist es aus Effizienz­sicht wünschenswert, die Monetarisierungsfaktoren entsprechend den stark streuenden Ausfallkosten auf Kundenseite ebenfalls möglichst weitgehend zu differenzieren (zum Beispiel nach Unterbrechungen für Industriekunden und Haushaltskunden). Eine solche Differenzierung setzt jedoch eine Erhebung entsprechender kundenspezifischer Kennzahlen voraus, wie sie zurzeit in Deutschland noch nicht gegeben ist. Eine ersatzweise Approximation über eine pauschale Aufteilung (zum Beispiel entsprechend den Anteilen verschiedener Kundengruppen an der Gesamtkundenzahl) wäre dabei nicht sachgerecht und würde zu ökonomischen Fehlanreizen führen: Ohne eine differenzierte Erfassung (und Pönalisierung) der Kundengruppen-spezifischen Ausfallzeiten bestehen weiterhin Anreize, Maßnahmen zunächst dort durchzuführen, wo durch geringen Aufwand eine möglichst hohe Verbesserung der Kennzahlen zu erreichen ist, unabhängig davon, ob die von den Maßnah-

men besser gestellten Kundengruppen einen besonders hohen Nutzen durch die Qualitätsverbesserungen erlangen. Aus diesem Grund ist auf Basis der aktuell verfügbaren Daten in Deutschland ein differenziertes Vorgehen nicht induziert.

Unter Verzicht auf eine weitere Differenzierung lässt sich die durchschnittliche Last pro Endkunde durch den Quotienten aus der gesamten jährlichen Absatzmenge für Deutschland von Strom (524,2 TWh⁴⁹) geteilt durch die Anzahl der Jahresstunden (8760h) und Endkunden (rund 44,5 Mio⁵⁰) in Höhe von durchschnittlich 1,35 kW⁵¹ pro Endkunden abschätzen.

Wird diese durchschnittliche Last zu Grunde gelegt, ergeben sich aus den im vorangehenden Abschnitt ermittelten Schadenskosten folgende Monetarisierungsfaktoren mit Bezug auf SAIDI:

	VOLL (€/kWh)	Durchschn. Last (kW/Kunde/a)	Anreizrate SAIDI (€/h/Kunde/a)	Anreizrate SAIDI (€/min/Kunde/a)
	a	b	c = a * b	d = c / (60 min/h)
Makroökonomische Analyse	8,0		10,8	0,18
Bandbreite aus intern. VOLL Studien (Median)	8,3 – 15,8 (11,1)	1,35	11,2 – 21,3 (15,0)	0,19 – 0,36 (0,25)

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 9: Ableitung der SAIDI-Anreizraten

⁴⁹ Quelle: BMWi Energiestatistik für 2008, entspricht 1.886 PJ.

⁵⁰ Quelle: BDEW Kennziffern der Energie- und Wasserwirtschaft 2008.

⁵¹ Diese durchschnittliche Last ergibt sich rechnerisch aus der Aufteilung der 524 TWh/a auf 44,5 Mio. Kunden, entsprechend einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch über alle Endkunden von 11.780 kWh/Kunde/a. Die gleichmäßige Aufteilung dieses Verbrauchs auf 8.760 h/a führt zur rechnerischen Durchschnittslast von 1,35 kW, die je nach Kundenart, Tages- und Jahreszeit natürlich deutlich über- oder unterschritten wird. Sie ermöglicht aber zu ermitteln, in welcher Zeit ein Kunde durchschnittlich eine kWh verbraucht, nämlich in gut 44 Minuten. Durch Aufteilung der 8 €/kWh auf diese 44 Minuten errechnet sich dann die Anreizrate von 0,18 €/min/Kunde/a.

Entsprechend lässt sich auf Basis unserer makroökonomischen Analyse der Schadenskosten für Deutschland eine Anreizrate bezogen auf SAIDI in Höhe von 10,8 €/h/Kunde/a bzw. 0,18 €/min/Kunde/a ableiten. Werden zusätzlich die Erkenntnisse der Meta-Analyse internationaler Studien berücksichtigt, erscheint unter Bezug auf den Median der analysierten Studien (als Obergrenze) sowie der vorangehend genannten Ergebnisse der makroökonomischen Analyse (als Untergrenze) eine Bandbreite von 10,8 – 15,0 €/h/Kunde/a bzw. 0,18 – 0,25 €/min/Kunde/a plausibel.

3.4.3 Internationaler Vergleich

In einer Reihe von europäischen Ländern wurde die Anreizregulierung bereits um Instrumente einer Qualitätsregulierung ergänzt. Insofern können Anreizraten, die im Ausland im Rahmen der Qualitätsregulierung verwendet werden, ggf. als Orientierung für Monetarisierungsfaktoren in Deutschland dienen. In diesem Zusammenhang haben wir die Anreizsysteme in folgenden Ländern analysiert:

- Niederlande (NL);
- Vereinigtes Königreich (UK);
- Norwegen (NO);
- Schweden (SE);
- Italien (IT);
- Frankreich (FR);
- Spanien (ES);
- Portugal (PT); und
- Ungarn (HU)

Da die Monetarisierungsfaktoren im Ausland an unterschiedlichen Qualitätskenngrößen ansetzen (SAIDI, SAIFI etc.), sind die Anreizraten im europäischen Ausland nicht unmittelbar vergleichbar. Zudem werden in einigen Ländern die Anreizraten differenziert, zum Beispiel

- nach Unternehmen – so werden zum Beispiel in UK den einzelnen Netzbetreibern jeweils unternehmensindividuelle Anreizraten gesetzt;

- nach dem Qualitätsniveau – in Italien orientiert sich die Höhe der Anreizrate bspw. an dem jeweiligen aktuellen Qualitätsniveau in der jeweiligen Region;
- nach betroffenen Kundengruppen – in Norwegen differenzieren sich die Anreizraten je nachdem, ob von der Versorgungsunterbrechung Haushalte oder verschiedene Gewerbe/Industriekundengruppen betroffen sind (Bsp. Norwegen); oder
- nach Netzgebietsspezifika – so unterscheiden sich die Anreizraten in Schweden für urbane und rurale Regionen;

während in anderen Ländern pauschale Anreizraten ohne weitere Differenzierungen zur Anwendung kommen (Bsp. Niederlande, Portugal). Weiterhin gehen in die Erfassung der Ausfälle in den Ländern geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen in unterschiedlicher Weise in die Monetarisierung ein (Bsp. Niederlande: Berücksichtigung nur von ungeplanten Ausfällen, UK: Berücksichtigung geplanter Versorgungsunterbrechungen zu 50%).

Land	Anreizrate	Symmetrie des Anreizsystems																					
NL	0,22 €/min/Kunde/a bezogen auf SAIDI (Wert für 2008-2010) ⁵²	✓																					
NO	Zweigeteilte Anreizraten je Ausfall bis 4h (in Klammern Werte für Ausfälle >4h) ⁵³	✓																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Anreizrate ENS (NOK / kWh / Kunde)</th> <th>Anreizrate je Auswahl (NOK / kW / Kunde)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Landwirtschaft</td> <td>10,6 (10,6)</td> <td>4,0 (4,0)</td> </tr> <tr> <td>Haushalte</td> <td>8,8 (8,8)</td> <td>1,0 (1,0)</td> </tr> <tr> <td>Industrie</td> <td>55,6 (18,4)</td> <td>17,0 (166,0)</td> </tr> <tr> <td>Gewerbe</td> <td>97,5 (33,1)</td> <td>20,0 (280,0)</td> </tr> <tr> <td>Öffentlicher Sektor</td> <td>14,6 (4,1)</td> <td>1,0 (44,0)</td> </tr> <tr> <td>Großindustrie</td> <td>7,7 (3,1)</td> <td>6,0 (23,0)</td> </tr> </tbody> </table>		Anreizrate ENS (NOK / kWh / Kunde)	Anreizrate je Auswahl (NOK / kW / Kunde)	Landwirtschaft	10,6 (10,6)	4,0 (4,0)	Haushalte	8,8 (8,8)	1,0 (1,0)	Industrie	55,6 (18,4)	17,0 (166,0)	Gewerbe	97,5 (33,1)	20,0 (280,0)	Öffentlicher Sektor	14,6 (4,1)	1,0 (44,0)	Großindustrie	7,7 (3,1)	6,0 (23,0)	
	Anreizrate ENS (NOK / kWh / Kunde)	Anreizrate je Auswahl (NOK / kW / Kunde)																					
Landwirtschaft	10,6 (10,6)	4,0 (4,0)																					
Haushalte	8,8 (8,8)	1,0 (1,0)																					
Industrie	55,6 (18,4)	17,0 (166,0)																					
Gewerbe	97,5 (33,1)	20,0 (280,0)																					
Öffentlicher Sektor	14,6 (4,1)	1,0 (44,0)																					
Großindustrie	7,7 (3,1)	6,0 (23,0)																					
PT	- 1,5 €/kWh (ENS) ⁵⁴	✓																					
SE	- Exemplarische Anreizraten für Ausfalldauer (SAIDI) und Ausfallhäufigkeit (SAIFI) in Abhängigkeit der jeweiligen Netzlast ⁵⁵	✓																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Anreizrate für</th> <th>Anreizrate für</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Anreizrate für	Anreizrate für																			
	Anreizrate für	Anreizrate für																					

⁵² Quelle: [27]

⁵³ Siehe [35] für eine detaillierte Darstellung des norwegischen Qualitätsanreizsystems.

⁵⁴ Quelle: [29]

⁵⁵ Die Anreizraten in Schweden sind als kontinuierliche Funktion definiert in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte. Die angegebenen Werte sind daher exemplarisch für typische Regionen. Zusätzlich werden die SAIDI / SAIFI-spezifischen Anreizraten jeweils unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Last je Kunde abgeleitet. Für eine detaillierte Beschreibung des schwedischen Systems siehe zum Beispiel [43].

	SAIDI ungeplant (geplant)	SAIFI ungeplant (geplant)
Stadt	12 (8,6) €/kWh * Netzlast / Kunde	2,5 (0,4) €/kW * Netzlast / Kunde
Suburban	8,8 (6,3) €/kWh * Netzlast / Kunde	1,9 (0,3) €/kW * Netzlast / Kunde
Land	7,4 (5,2) €/kWh * Netzlast / Kunde	1,6 (0,2) €/kW * Netzlast / Kunde

UK	firmenspezifische Anreizraten bezogen auf die beiden Qualitätskennzahlen Customer Interruptions CI – vergleichbar mit SAIFI und Customer Minutes Lost CML – vergleichbar mit SAIDI), für 2010 durchschnittlich (gewichteter Durchschnitt über alle Netzbetreiber): ⁵⁶ - Anreizrate für SAIDI: 0,17 GBP/min/Kunde - Anreizrate für SAIFI: 5,2, GBP/Kunde	✓
FR	0,12 €/min/Kunde/a bezogen auf SAIDI ⁵⁷	✓
ES	- Anreizrate Dauer: 1 €/ h TIEPI / kW (TIEPI = SAIDI) - Anreizrate Häufigkeit: 1,5 €/ NIEPI (NIEPI = SAIFI) ⁵⁸	✓
HU	pauschale Entgeltzu-/abschläge von bis zu +/- 0,2% je nach Erreichen von Schwellwerten für drei Indikatoren SAIDI / SAIFI / Ausfallrate (= ENS / Gesamtverbrauch) ⁵⁹	✓
IT	- Anreizraten für SAIDI / SAIFI werden in Abhängigkeit von der jeweiligen durchschnittlichen jährlichen Netzlast der Netzbetreiber, der Bevölkerungsdichte sowie dem regionalen Qualitätsniveau abgeleitet innerhalb folgender Bandbreiten: - Anreizrate für SAIDI: 3,6-28,8 €/kWh - Anreizrate für SAIFI: 0 – 8 €/ kW / Ausfall ⁶⁰	✗

Quelle: Frontier Economics

Bild 3.36: Anreizraten im europäischen Ausland (Stand: 2009)

Dementsprechend sind Umrechnungen bzw. Normierungen basierend auf stark wertenden Annahmen erforderlich, um die Anreizraten in den unterschiedlichen Ländern vergleichbar zu machen. Ein entsprechender Versuch einer exemplarischen Gegenüberstellung findet sich in Bild 3.40. Die Analyse zeigt, dass die Anreizraten international eine sehr weite Streuung aufweisen. Letztendlich spiegeln die Anreizraten die jeweiligen Spezifika der Länder und Regulierungssysteme wider. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings, dass zu treffende Annahmen für die Transformation der unterschiedlichen Anreizraten in ein einheitliches Raster

⁵⁶ Quelle: [40]

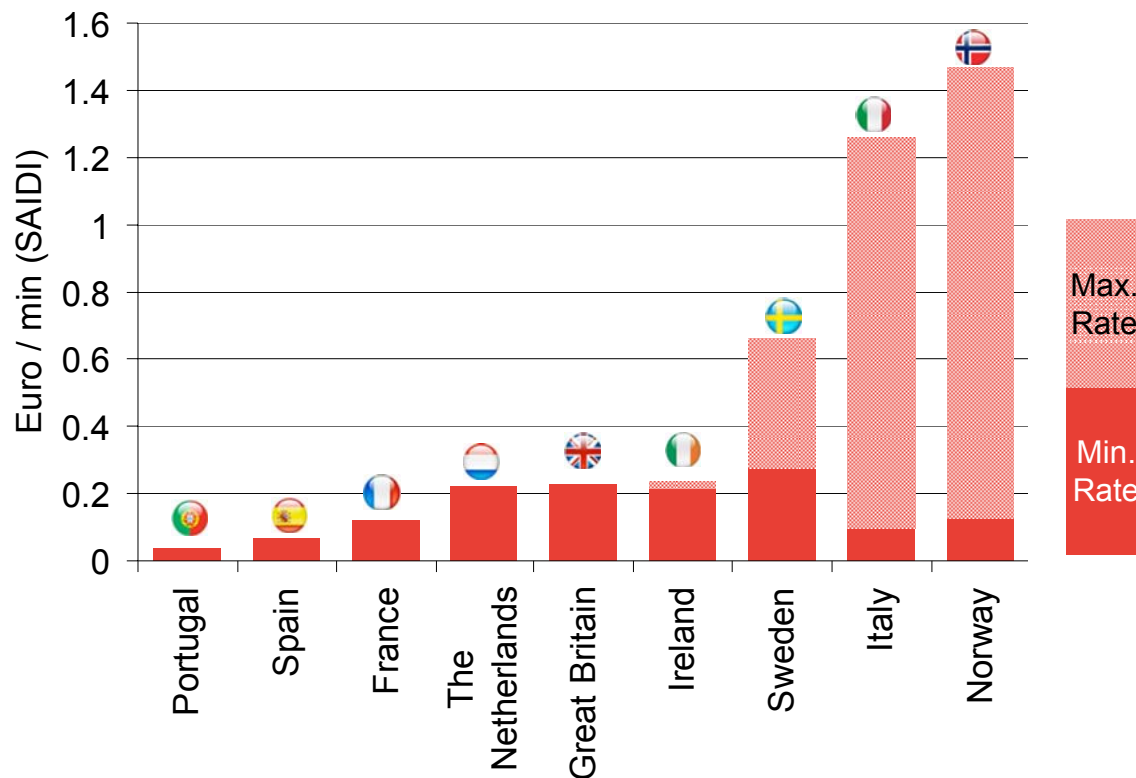
⁵⁷ In Frankreich wird ein logarithmischer Verlauf der Anreizraten gewählt, der Wert von 0,12€/min/Kunde/a entspricht der Steigung um den Referenzwert. Für Details siehe [26].

⁵⁸ Quelle: [36]

⁵⁹ Quelle: [31]

⁶⁰ Quelle: [16]

und Wechselkursschwankungen (zum Beispiel bei Norwegen, UK) die Aussagekraft eines derartigen einheitlichen Vergleichs stark einschränken.



Quelle: Frontier Economics⁶¹

Bild 3.37: Gegenüberstellung ausgewählter Anreizraten im internationalen Vergleich

Um aus den Auslandserfahrungen eine Indikation für mögliche Anreizraten für Deutschland ableiten zu können, ist eine Auswahl zu treffen. Für einen Vergleich geeignet sind v.a. Länder mit Ähnlichkeiten zu Deutschland hinsichtlich

- der Abnahmestrukturen – bspw. bezüglich der sektoralen Nachfrage oder der Stromintensität der Volkswirtschaft;

⁶¹ Exemplarische Gegenüberstellung der internationalen Anreizsysteme auf Basis einer vereinheitlichenden Umrechnung auf SAIDI-Anreizraten unter folgenden Annahmen (soweit relevant): Typische Last / Nachfrage, typische Ausfalldauern / -häufigkeiten, Wechselkursen. Differenzierungen der Anreizraten werden als Bandbreite dargestellt.

- des Verbrauchsverhaltens – wie bspw. der Grad der Stromnutzung für Heizzwecke,
- der klimatischen Gegebenheiten,
- des Niveaus der Versorgungsqualität etc.

Dementsprechend sind die Länder

- Italien, Spanien und Portugal - anderes Klima mit entsprechenden geänderten Verbrauchsstrukturen (zum Beispiel durch Klimaanlage) sowie generell geringerem Qualitätsniveau);
- Norwegen und Schweden - hoher spezifischer Stromverbrauch, anderes Abnahmeverhalten (zum Beispiel wegen hoher Marktdurchdringung von Stromheizungen);
- Frankreich: signifikant geringere Netzqualität als in Deutschland, starke zusätzliche Investitionsanreize außerhalb der Anreizregulierung (Beschränkung der Anreizregulierung auf Betriebskosten, Renditezuschläge für bestimmte Neuinvestitionen etc.), politisch gesetzte Regulierungsparameter,⁶² und
- Ungarn – aufgrund der anderen volkswirtschaftliche Gegebenheiten)

für einen Vergleich weniger geeignet. Die Länder Niederlande und UK in unserer internationalen Übersicht eignen sich wegen ähnlicher Verbrauchscharakteristik und wirtschaftlichem Entwicklungsstand am ehesten für den Vergleich mit Deutschland.

Für Deutschland ergeben sich aus der vorangehenden makroökonomischen Analyse Anreizraten mit Bezug auf die Ausfallminuten pro Kunde pro Jahr von 0,18 €/min/Kunde/a; bzw. erscheint bei zusätzlichem Bezug auf die Erkenntnisse der Metaanalyse eine Bandbreite von 0,18 – 0,25 €/min/Kunde/a plausibel (vgl. Abschnitt 3.4.2.2). Sowohl für die Niederlande als auch für UK sind Anreizraten in Bezug auf Ausfallzeiten (SAIDI in den Niederlanden bzw. „Customer Minutes Lost“/CML in UK) unmittelbar verfügbar. Die aktuellen Anreizraten sind

- In den Niederlanden: 0,22 €/min/Kunde/a (pauschal für alle Netzbetreiber);

⁶² Mit Ausfallzeiten von rd. 90 Minuten (2008 gem. ERDF) ist die Qualität in Frankreich deutlich schlechter als zum Beispiel in Deutschland oder den Niederlanden, was auf einen geringeren marginalen Wert von Qualität mit entsprechend niedrigeren Anreizraten schließen lässt.

- In UK: 0,19 €/min/Kunde/a (gewichteter Durchschnitt über alle Netzbetreiber);⁶³

Damit liegen die Werte für UK und die Niederlande im Bereich der für Deutschland vorgeschlagenen Werte:

- Der mittels der makroökonomischen Analyse gewonnene Wert befindet sich eher am unteren Rande des möglichen Spektrums; während
- die Bandbreite der Anreizrate bei zusätzlicher Berücksichtigung der Indikationen aus der Metaanalyse internationaler Studien eine große Überlappung mit dem in den Ländern zu beobachteten Wertespektrum aufweist.

Für UK ist allerdings zu berücksichtigen, dass neben der auf den SAIDI-Wert bezogenen Anreizrate zusätzlich eine auf die Ausfallhäufigkeit (SAIFI bzw. „Customer Interruptions“, CI) bezogene Anreizrate existiert, so dass der Qualitätsanreiz in UK effektiv höher ist als durch den auf SAIDI bezogenen Monetarisierungsfaktor.⁶⁴

⁶³ Wechselkursannahme: 1.15 €/GBP.

⁶⁴ Bezogen auf die Begrenzung der Erlöswirkung der Anreizraten (Caps/Floors) beträgt das Verhältnis der Anreizraten für Ausfalldauer (CML) einerseits und Häufigkeit (CI) andererseits 60 zu 40. Dementsprechend kann der effektive Qualitätsanreiz in UK um bis zu 2/3 höher sein als durch die SAIDI bezogene Anreizrate erfasst.

		VOLL (€/kWh)	Anreizrate SAIDI (€/h/Kunde/a)	Anreizrate SAIDI (€/min/Kunde/a)
Deutschland	Makroökonom. Analyse	8,0	10,8	0,18
	Bandbreite aus intern. VOLL Studien (Median)	8,3 – 15,8 (11,1)	11,2 – 21,3 (15,0)	0,19 – 0,36 (0,25)
Niederlande			ca. 13,2	0,22
UK	Angegeben ist gewichteter Durchschnittswert über alle Netzbe- treiber; zusätzlich SAIFI Anreizrate (s. Bild 3.38)			0,17

Quelle: Frontier Economics

Bild 3.39: Vergleich der SAIDI-Anreizraten

3.4.4 Differenzierung von geplanten und ungeplanten Unterbrechungen

Die internationalen Erfahrungen mit empirischen Erhebungen zur Qualitätspräferenz zeigen, dass die Kosten von (bzw. der entgangene Nutzen durch) Versorgungsunterbrechungen davon abhängen, ob die Störungen angekündigt oder unangekündigt erfolgen. Bei geplanten und angekündigten Versorgungsunterbrechungen können die Netzkunden zum Beispiel Vorsorge treffen bzw. auf die Unterbrechung einstellen (zum Beispiel alternative Lagerung zu kühlender Güter), so dass angekündigte Versorgungsunterbrechungen in der Regel mit geringeren Kosten für die Kunden einhergehen als nicht geplante und nicht angekündigte Unterbrechungen. Im Sinne der Schaffung effizienter Anreize sollte daher ebenfalls eine Differenzierung der Monetarisierungsfaktoren zur Unterscheidung von angekündigten und nicht angekündigten Unterbrechungen vorgenommen werden. Dies würde auch dazu führen, dass Netzbetreiber einen Anreiz zur Planung und Ankündigung von Unterbrechungen erhalten.

Ein derartiges Vorgehen wird entsprechend in einer Reihe von Ländern als „Best practice“ praktiziert. Allerdings weisen sowohl die vorliegenden internationalen empirischen Untersuchungen als auch die jeweils von Regulierern vorgenommenen Differenzierungen eine große

Heterogenität bezüglich der quantitativen Umsetzung auf. Während beispielsweise in den Niederlanden angekündigte Unterbrechungen überhaupt nicht mit einem Malus belegt werden, werden diese in Norwegen mit einem Gewicht von bis zu 90% für einige Kundengruppen den ungeplanten Störungen nahezu gleichgestellt. Damit lassen sich gegenwärtig auf Basis der vorliegenden Erfahrungen keine verlässlichen quantitativen Anhaltswerte für Deutschland ableiten. Im Rahmen einer zukünftigen empirischen Analyse der Kundenpräferenzen in Deutschland sollte dieser Gesichtspunkt daher ebenfalls Gegenstand der Untersuchung sein.

Bis zum Vorliegen weiterer empirischer Anhaltspunkte empfehlen wir daher ein pragmatisches Vorgehen, wie es zurzeit auch in UK angewendet wird: Hierbei gehen geplante und angekündigte Versorgungsunterbrechungen generell nur mit einem Gewicht von 50% in die Berechnung der Qualitätskenngrößen ein. Sobald weitere Informationen (bspw. aus Kundenumfragen) vorliegen, sollte ein differenzierteres Vorgehen geprüft werden.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass eine Verringerung der Mali durch eine Ankündigung von Unterbrechungen nur dann ökonomisch gerechtfertigt ist, falls diese Ankündigungen ihrer Form und Art der Durchführung nach tatsächlich geeignet sind, zu verringerten Schadenskosten bei den Kunden zu führen. Hierbei ist beispielsweise sicherzustellen, dass die Ankündigungen mit genügend Vorlauf erfolgen, um den Kunden ggf. Gegenmaßnahmen zu ermöglichen, sowie ausreichend bestimmt und verlässlich sind.

3.4.5 Quantifizierung der Kappungsgrenzen

Kappungsgrenzen (Caps und Floors) dienen der Begrenzung der Erlösschwankungen und damit der Risiken, die den Netzbetreibern aus der Qualitätsregulierung entstehen können (vgl. Abschnitt 2.3.9). International beziehen sich die Kappungsgrenzen für das Q-Element in den meisten europäischen Ländern auf die Erlöse bzw. Erlösobergrenzen der Netzbetreiber. Üblich ist eine Begrenzung der Erlöswirkungen des Q-Elements in einer Spannbreite von 3-5% der Erlöse bzw. der Erlösobergrenze des jeweiligen Netzbetreibers. Eine Differenzierung der Kappungsgrenzen nach Spannungsebenen, Netzbereichen etc. ist international nicht üblich.⁶⁵

⁶⁵ Bei den von uns analysierten Ländern findet sich lediglich in Italien ein nach Netzbereichen differenzierteres System von Caps/Floors.

Land	Kappungsgrenzen
NL	- maximal +/- 5 % des Erlöses/Jahr in Bezug auf Erlösobergrenze ohne Q-Element
NO	- keine Begrenzung
PT	- +/- 5 Mio Euro (in 2005)
SE	- der Erlös, der sich aus dem errechneten NPA (analytisches radiales Netzmodell mit geringsten Kosten aber geringer Qualität) ergibt, bildet Erlösuntergrenze - individueller NPA-Aufschlag aufgrund Komponenten des Referenznetzes (NPA mit volkswirtschaftlich optimierter Qualität) ergibt Erlösobergrenze
UK	- maximal +/- 3 % möglich, davon maximal +/- 1,2 % (+/- 1,8 %) bei CI (CML) des Erlöses
HU	- Kappungsgrenzen ergeben sich implizit durch die Nutzung pauschaler Anreizraten mit jeweils zwei diskreten Stufen
IE	- maximal +/- 4 % der Erlösobergrenze (2006-2010)
IT	- Fixe Kappungsgrenzen für SAIDI und SAIFI-Anreize in Höhe von max. 4-10 € Bonus je Kunde bzw. max. 3-6 € Malus je Kunde.

Quelle: Frontier Economics

Bild 3.40: Kappungsgrenzen im europäischen Ausland

Sofern Anreizraten für mehrere Qualitätskenngrößen definiert sind, können sich die Kappungsgrenzen auch auf die einzelnen Kenngrößen beziehen. Dies ist zum Beispiel in UK der Fall: So beträgt der Cap für die Erlöswirkung der SAIDI (CML) Komponente der Qualitätsregulierung 1,8% der erzielbaren Erlöse, der Cap für die SAIFI (CI) Komponente der Qualitätsregulierung 1,2% der erzielbaren Erlöse. Insgesamt liegt die Begrenzung der Erlöswirkung der Anreizraten bei 3% der erzielbaren Erlöse.

Entsprechend der internationalen Praxis schlagen wir für Deutschland eine Begrenzung der Erlöswirkungen auf 3-5% der Erlösobergrenze vor. Aufgrund der Besonderheiten des deutschen Regulierungssystems mit einer Differenzierung von beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten wären die Kappungsgrenzen ggf. auf die Summe der Gesamterlöse abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu beziehen. Durch die Herausnahme der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile aus den Erlösen bei der Berechnung der Kappungsgrenzen würden

- die maximal möglichen Erlösschwankungen und damit die Risiken für die Netzbetreiber weiter begrenzt;
- Unterschiede in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, die in Deutschland schon alleine aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben und Strukturen der Netzbetreiber erheblich sein können (zum Beispiel bezüglich der Kosten der vorgelagerten Netze), verringert bzw. eliminiert, aber
- die Anreizwirkung des Q-Elements aufgrund der Minderung der monetären Effekte verringert.

International beziehen sich die Kappungsgrenzen für das Q-Element in den meisten europäischen Ländern auf die gesamten Erlöse bzw. die vollen Erlösbergrenzen der Netzbetreiber, wobei die Unterschiede in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zwischen den Netzbetreibern ggf. nicht so groß sind wie in Deutschland. Bei einer Herausnahme der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile aus den Erlösen bei der Berechnung der Kappungsgrenzen wäre allerdings darauf zu achten, dass die Kappungsgrenze noch eine ausreichende Anreizwirkung zulässt, das heißt die Kappungsgrenzen müssten im Vergleich zum Ansatz ohne Herausnahme der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eher höher angesetzt werden.

Hinsichtlich der Erlösneutralität bestehen, wie in Abschnitt 2.3.9 bereits erläutert und auf Basis der Gesamtbetrachtung (Abschnitt 4.4, im Besonderen Bild 4.6) illustriert, folgende Effekte:

- Das grundsätzliche Risiko erheblicher Unterschreitungen von Referenzwerten ist höher als die Wahrscheinlichkeit vergleichbarer Überschreitungen. Zur Begrenzung eben dieses Risikos dient das Instrument der Kappung. Werden positive und negative Erlöswirkungen des Q-Elements nach identischen Prozentsätzen gekappt, so wird die Kappung bei der Unterschreitung von Referenzwerten häufiger und/oder mit stärkeren Effekten erfolgen als bei Überschreitungen der Referenzwerte. Dies würde sich über alle Netzbetreiber zusammengenommen nicht mehr ausgleichen, sondern zu Erlöswirkungen des Q-Elementes führen.
- Damit die Ungleichverteilung der Abweichungen vom Referenzwert nicht aufgrund der Kappung zu einer solchen Verletzung der Erlösneutralität führt, empfehlen wir ein zweistufiges Vorgehen:

1. Zunächst soll nach Maßgabe der Zielsetzung Risikobegrenzung die Kappungsgrenze für Erlösminderungen bestimmt werden, nach unserem Vorschlag auf einen Prozentsatz von 3 ... 5 % der Gesamterlöse, aber auf die Basisgröße Gesamterlöse abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile umgerechnet.
2. Anschließend soll die Risikobegrenzung für Mehrerlöse so bestimmt werden, dass das Volumen Q-Element-Zahlungen, die aufgrund der Kappung nicht vorgenommen werden, für Erlösminderungen und Mehrerlöse gleich ist. Dies entspricht auch einer Identität der jeweils nicht gekappten Erlösminderungen und Mehrerlöse und sorgt damit für eine erlösneutrale Wirkung des Q-Elements.

3.4.6 Fazit

Bezüglich der Monetarisierung lassen sich folgende Ergebnisse zusammenfassen:

- Grundsätzlich sollten sich die monetären Anreizraten einer Qualitätsregulierung an den **Kundenpräferenzen** orientieren. Wir verwenden in dieser Studie als Approximation einen makroökonomischen Top-Down-Ansatz zur Schätzung von Stromausfallkosten unter Berücksichtigung des Wertes der Freizeit. Dieses Verfahren kann zu den analytischen Methoden gemäß § 20 Absatz 3 ARegV gezählt werden. Eine Erhebung der Zahlungsbereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netzzuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen (gemäß § 20 Absatz 3 ARegV), liegt für Deutschland nicht vor und ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.
- Für eine erste Implementierung empfehlen wir, die Monetarisierung ausschließlich auf **SAIDI-Kennzahlen** (als Produkt aus SAIFI und CAIDI) zu basieren, und somit implizit Häufigkeit (SAIFI) und Dauer (CAIDI) einer Versorgungsunterbrechung gleich zu gewichten.
- Auf Basis unserer originären makroökonomischen Analyse der Schadenskosten für Deutschland empfehlen wir eine monetäre Anreizrate bezogen auf SAIDI in Höhe von 10,8 €/h/Kunde/a bzw. 0,18 €/min/Kunde/a. Werden zusätzlich die Erkenntnisse der Meta-Analyse internationaler Studien berücksichtigt, erscheint unter Bezug auf den Median der analysierten Studien eine Bandbreite von 10,8 – 15,0 €/h/Kunde/a bzw. 0,18 – 0,25 €/min/Kunde/a plausibel.

- Bezüglich einer differenzierten Behandlung von **geplanten und ungeplanten Unterbrechungen** empfehlen wir mangels verfügbarer Daten und uneinheitlicher internationaler Präzedenzen zunächst ein pragmatisches Vorgehen, wonach geplante Unterbrechungen nur mit einem Gewicht von 50% berücksichtigt werden.
- Hinsichtlich der Dimensionierung der **Kappungsgrenzen** schlagen wir entsprechend der internationalen Praxis für Deutschland eine Begrenzung der Erlöswirkungen im Rahmen der Qualitätsregulierung auf 3-5% der Erlösobergrenze vor.

4 Wirkungsanalyse

Für die Durchführung der Wirkungsanalyse haben wir auf Basis der vorangegangenen Ausführungen ein Rechenwerkzeug für die Bundesnetzagentur erstellt, das die Durchführung der notwendigen Rechenschritte zur Ermittlung der unternehmensindividuellen Q-Elemente in vereinfachter Form erlaubt.

Der Ablauf der Berechnung und wesentliche Zwischenschritte werden im Folgenden erläutert. Dabei werden auch Rechenergebnisse dargestellt, die als detaillierte und realitätsnahe Simulation, nicht jedoch als verbindliche Entscheidungsgrundlage gelten können.

4.1 Datengrundlage

Für die Berechnungen wurden die bei der Bundesnetzagentur vorhandenen Datengrundlagen über Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG verwendet. Die Einzelmeldungen wurden hierfür, wie in Kap. 3.3.1 ausführlich dargestellt, ausgewertet, auf Plausibilität geprüft, von einzelnen Ausreißern befreit und in die DISQUAL-Kenngrößen, hier insbesondere die Nichtverfügbarkeit in Minuten pro Kunde und Jahr [min/Kunde/a], umgerechnet. Dabei wurde die Anzahl der direkt angeschlossenen Letztverbraucher als Approximationsgröße für die Anzahl der unmittelbar und mittelbar betroffenen Kunden verwendet. Als Gewichtungsfaktor für die geplanten Versorgungsunterbrechungen wurde entsprechend Abschnitt 3.4.4 der Wert 0,5 verwendet.

Diese Daten der Jahre 2006, 2007 und 2008 wurden verwendet und für die weiteren Berechnungen je Netzbetreiber und Spannungsebene gemittelt.

Des Weiteren wurden Strukturdaten aus der Datenabfrage für die Effizienzbewertung zur ersten Regulierungsperiode mit dem Bezugsjahr 2006 verwendet. Dies betrifft insbesondere die Anzahl der Anschlüsse und Zähler, die geographische und versorgte Fläche und die Jahreshöchstlast jeweils für Mittel- und für Niederspannung.

Kostendaten standen für die Berechnungen nicht zur Verfügung. Daher wurde für alle Kostenbetrachtungen in einem pauschalen Ansatz die Abschätzung getroffen, dass jeder Netzbetreiber jährlich einen Gesamterlös von 157,50 € pro Kunde erzielt. Die auf diese Weise äußerst grob abgeschätzten Netzerlöse wurden jedoch nicht als wesentliche Grundlage für die weitere Ableitung von Schlussfolgerungen verwendet.

Als Monetarisierungsfaktor wurde ein Wert von 0,2 €/min/Kunde/a entsprechend Abschnitt 3.4.2.2 verwendet.

4.2 Berechnungen für die Mittelspannung

Für die Mittelspannung wurde zunächst der funktionale Zusammenhang gemäß Gleichung (2.5.4-1) regressionsanalytisch parametrisiert. Für die Berücksichtigung des gebietsstrukturellen Einflusses der Lastdichte in der Mittelspannung wurde damit folgende Gleichung erstellt:

$$y(x) = \frac{1397}{x^{0,8}} + 0,35 \quad (4.1)$$

mit y : Versorgungsunterbrechungen, hier: SAIDI in [min//Kunde/a]

x : Versorgungsdichte, hier: Lastdichte in [kW/km²] unter Verwendung der Jahreshöchstlast in der Mittelspannung bezogen auf die geographische Fläche.

Hierbei wurden die Abweichungen der Einzelwerte von den Funktionswerten bei der Minimierung der Abweichungsquadrate mit der Anzahl der Kunden (durch die Anzahl der Letztverbraucher in der Niederspannung approximiert) gemittelt. Der korrekte Gewichtungsfaktor für diese Operation wäre die Anzahl der im Falle einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden an allen direkt betroffenen und nachgelagerten (also indirekt betroffenen) Netzen, sowohl des jeweiligen Netzbetreibers als auch anderer, nachgelagerter Netzbetreiber; diese Daten standen für die Berechnung jedoch nicht zur Verfügung, so dass auf die genannte Näherungsgröße zurückgegriffen werden musste. Dies führt in zweierlei Hinsicht zu Abweichungen: Erstens werden die in der Mittelspannung direkt betroffenen Kunden nicht berücksichtigt, zweitens werden die an nachgelagerten Netzen anderer Netzbetreiber betroffenen Kunden nicht erfasst. Beide Fehlerquellen müssen für eine verbindliche Auswertung eliminiert werden, indem die tatsächlichen Werte (Kunden in der Mittelspannung und betroffene Kunden unter Einbezug aller nachgelagerten Netze) ermittelt werden.

Den Verlauf dieser Kurve (schwarz punktiert) und die ihrer Parametrierung zu Grunde gelegten Datenpunkte (blau umrahmte Punkte) zeigt Bild 4.1, mit Unterscheidung nach Belegenheit (rote Füllung: Ost, grüne Füllung: West).

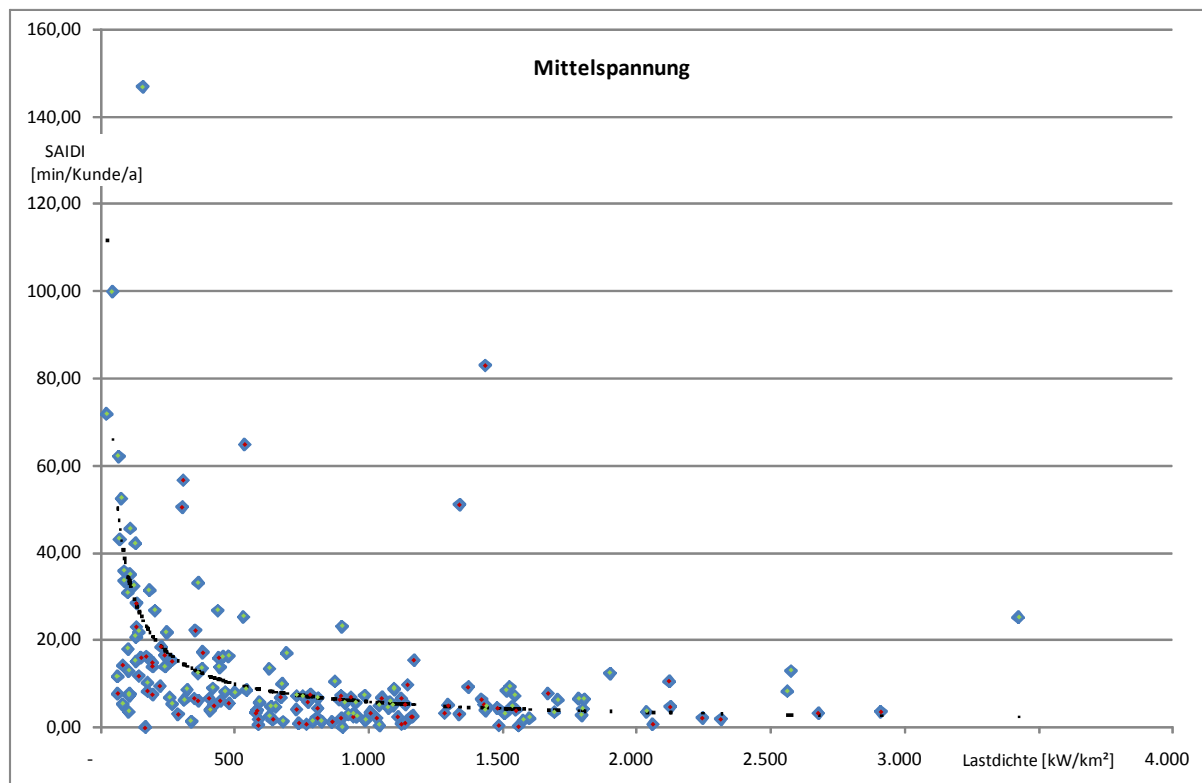


Bild 4.1: SAIDI-Werte und Näherungswerte der gewichteten, strukturkorrigierten Kenngrößenvorgaben in der Mittelspannung

4.3 Berechnungen für die Niederspannung

Für die Niederspannung wurde aus den in Abschnitt 3.3.2 näher ausgeführten Gründen keine Abbildung gebietsstruktureller Einflüsse vorgenommen. Stattdessen wurde ein für alle Netze einheitlicher Referenzwert als gewichteter Durchschnitt aller Einzelwerte errechnet. Für die Gewichtung wurden wieder die Anzahlen der Letztverbraucher in der Niederspannung der jeweiligen Netzbetreiber als Approximationsgröße verwendet. Für die Niederspannung ist die Anzahl der Letztverbraucher grundsätzlich der sachgerechte Gewichtungsfaktor. Zu korrigieren ist allerdings in all jenen Fällen, in denen Kunden an nachgelagerten Netzen von den Versorgungsunterbrechungen betroffen werden. Dies kann auch innerhalb der Niederspannung der Fall sein. Generell ist also von der Gewichtungsgröße "Letztverbraucher am betrachteten Netz" überzugehen auf die Gewichtungsgröße "betroffene Letztverbraucher unabhängig vom Anschlussnetzbetreiber".

Die Ergebnisse für die gewichtete Kenngröße (schwarz punktiert, der Zahlenwert ist 6,1 min/Kunde/a) und die zu Grunde liegenden Einzeldaten (blau umrahmte Punkte) zeigt Bild 4.2, mit Unterscheidung nach Belegenheit (rote Füllung: Ost, grüne Füllung: West). Als Bezugsfläche wurde in der Niederspannung die versorgte Fläche verwendet.

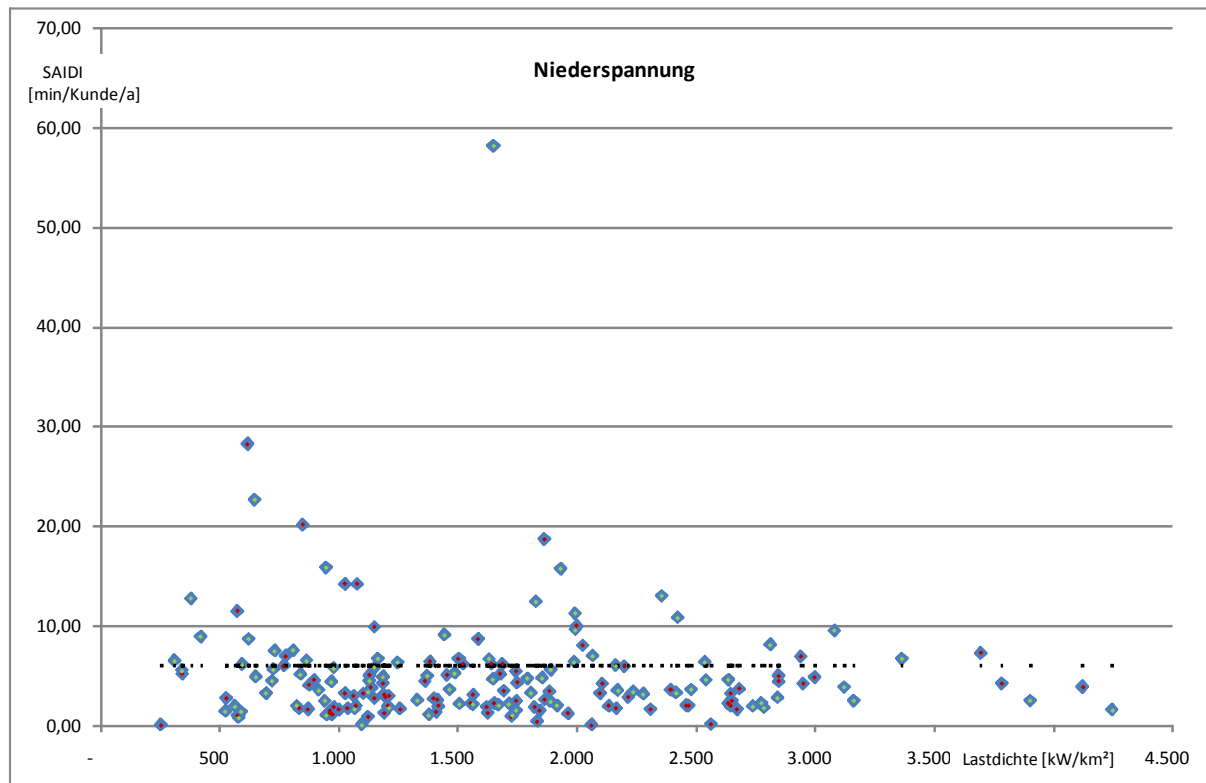


Bild 4.2: SAIDI-Werte und Näherungswerte der gewichteten, strukturkorrigierten Kenngrößenvorgaben in der Niederspannung

4.4 Gesamtbetrachtung

Ausgehend von den beiden spannungsebenenbezogenen Betrachtungen wurden für die Gesamtbetrachtung die Kenngrößenvorgaben für Niederspannung und Mittelspannung summarisch zusammengefasst. Hieraus ergeben sich die Verläufe für die Kenngrößen (schwarz punktiert) und die Summenwerte der einzelnen Unternehmen. Als Darstellungsgröße (nicht jedoch für die rechnerische Herleitung) wurde die Lastdichte für beide Netzebenen angenä-

hert, indem das Maximum der Jahreshöchstlast in Mittel- oder Niederspannung durch die geographische Fläche geteilt wurde (Bild 4.3).⁶⁶

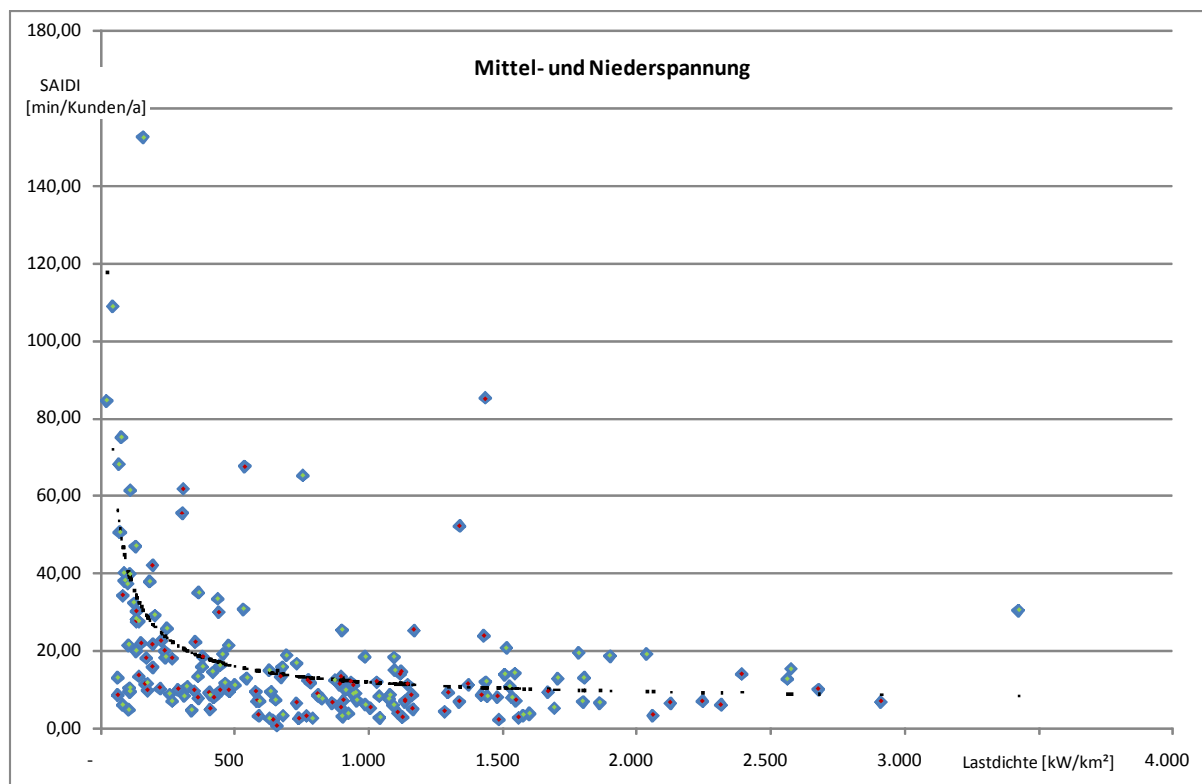


Bild 4.3: SAIDI-Werte und Näherungswerte der gewichteten, strukturkorrigierten Kenngrößenvorgaben für Mittel- und Niederspannung zusammengefasst

Gegenüber den Kenngrößen erfolgt dann die Differenzbildung der Summenwerte aus Mittel- und Niederspannung für jeden einzelnen Netzbetreiber. Das Ergebnis zeigt Bild 4.4. Die Vorzeichenkonvention entspricht dem Verständnis der Netzzuverlässigkeit als Qualität: Positive Werte stellen ein Übertreffen der Qualitätskenngrößen und damit ein Unterschreiten der SAIDI-Werte als Kenngröße dar.

⁶⁶ Dies dient der Darstellung in einem zusammenfassenden Diagramm, nicht jedoch für die rechnerische Ermittlung, also lediglich aus Gründen der Veranschaulichung in einer zusammenfassenden Darstellung, die sowohl Beiträge aus der Niederspannung und der Mittelspannung enthält, wobei die Netzbetreiber aber in beiden Spannungsebenen sehr unterschiedliche Lastdichten aufweisen können.

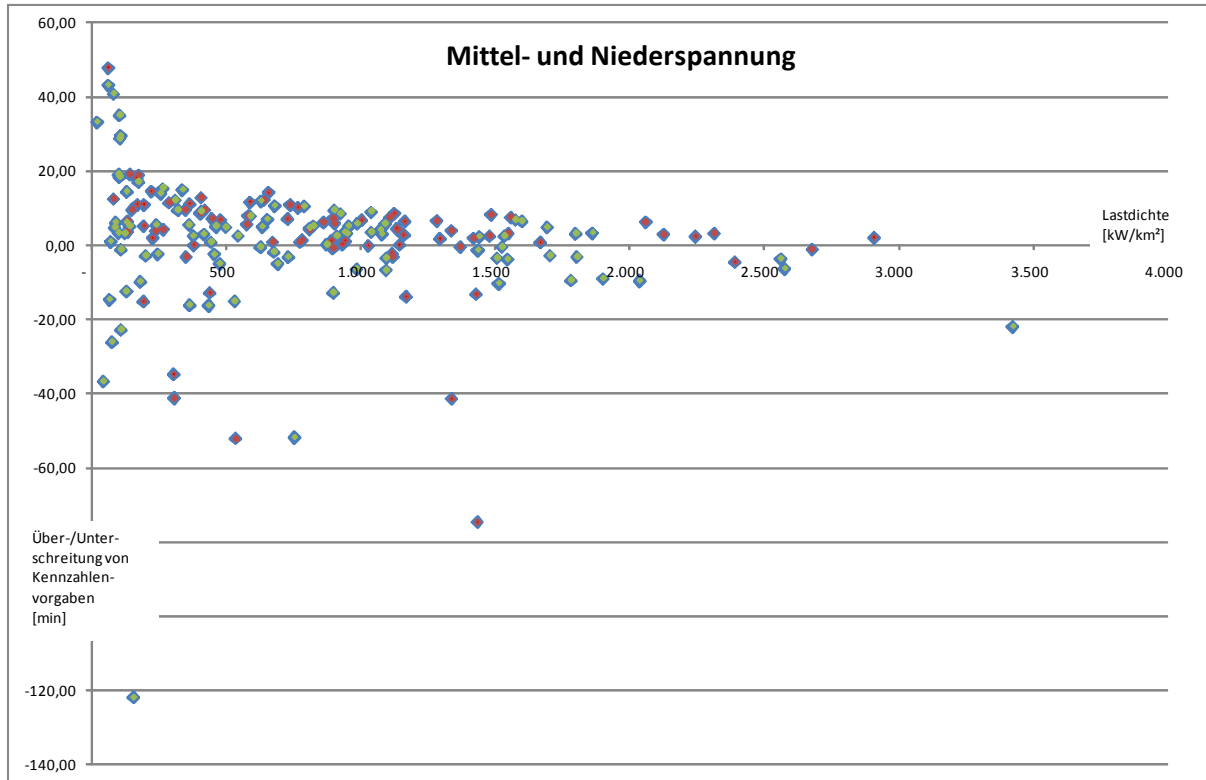


Bild 4.4: Näherungswerte der Über- und Unterschreitung von Kennzahlvorgaben zusammengefasst für Mittel- und Niederspannung

Die klare obere Begrenzung der Punktwolke in Bild 4.4 ist eine direkte Auswirkung der hyperbelförmigen strukturabhängigen Kenngrößenermittlung für die Mittelspannung, da positive Werte (entsprechend einer Nichtverfügbarkeit kleiner Null) nicht auftreten können. Ohne Berücksichtigung der Lastdichte würde sich eine waagrechte Begrenzung ergeben.

Die Differenzen aus Bild 4.4 werden im nächsten Schritt mit der Anzahl der Letztverbraucher in der Niederspannung (wiederum als Näherungsgröße für die Gesamtzahl der betroffenen Letztverbraucher) und mit dem Monetarisierungswert von 0,2 €/min/Kunde/a multipliziert und führen zur Abschätzung der Boni oder Mali der Netzbetreiber. Die Resultate zeigt Bild 4.5.

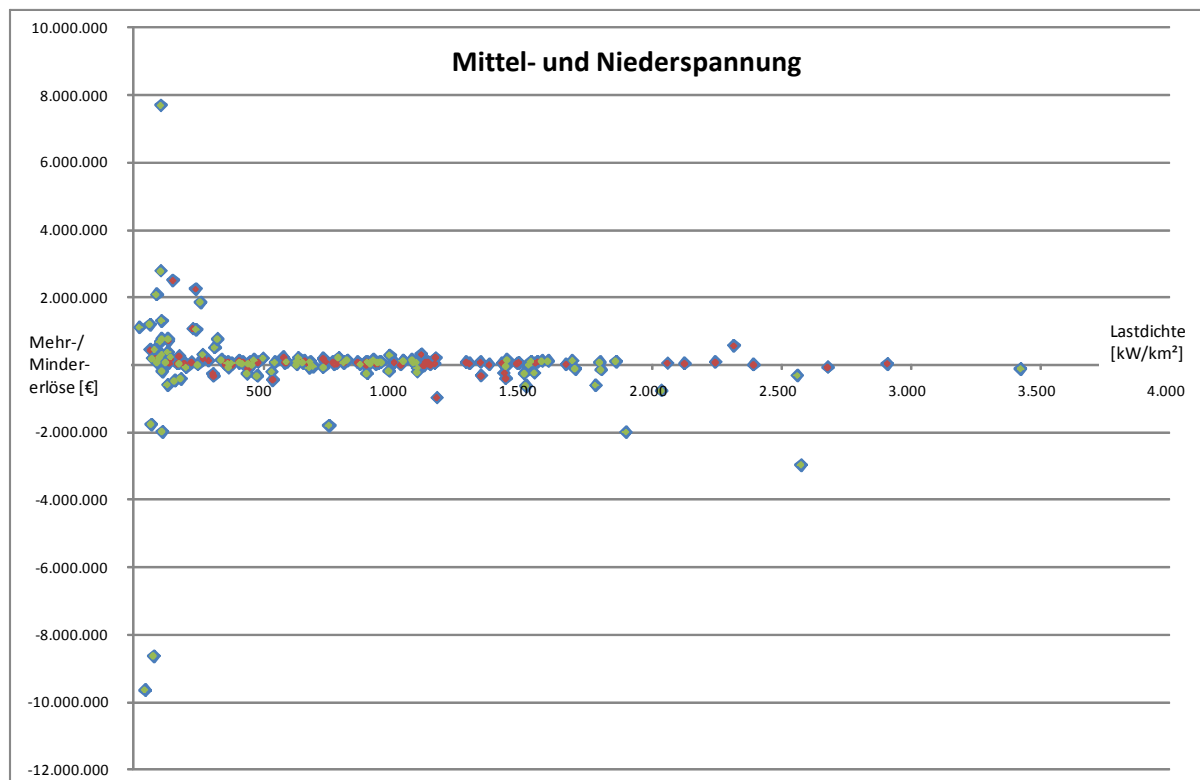


Bild 4.5: Näherungswerte der Mehr- und Mindererlöse zusammengefasst für Mittel- und Niederspannung

Es wird deutlich, dass sich unter der Beeinflussung durch die Anzahl der Letztverbraucher die Struktur und Verteilung der Unternehmen deutlich ändert. Hohe Werte (bis in den Bereich von etwa 2 Mio. €, die sich auf ein Jahr beziehen) treten in einigen Fällen auf, in Ausnahmen auch noch darüber, und zwar sowohl in Richtung der Mehr- wie auch der Mindererlöse. Das Gesamtvolumen, das mit diesen Werten einhergeht, lässt sich als Summe aller Mehr- oder Mindererlöse berechnen und beträgt in dieser Abschätzungsrechnung etwa 36 Mio. € (ebenfalls für ein Jahr). Der Saldo ist gleich Null.

Die Bedeutung dieser Beträge für die einzelnen Unternehmen wird in einer auf ihre Gesamterlöse bezogenen Darstellung besser deutlich. Die Verteilung der Punktwolke in der prozentualen Darstellung in Bild 4.6 entspricht aufgrund der pauschalen Abschätzung der Gesamterlöse der Punkteverteilung in Bild 4.4.

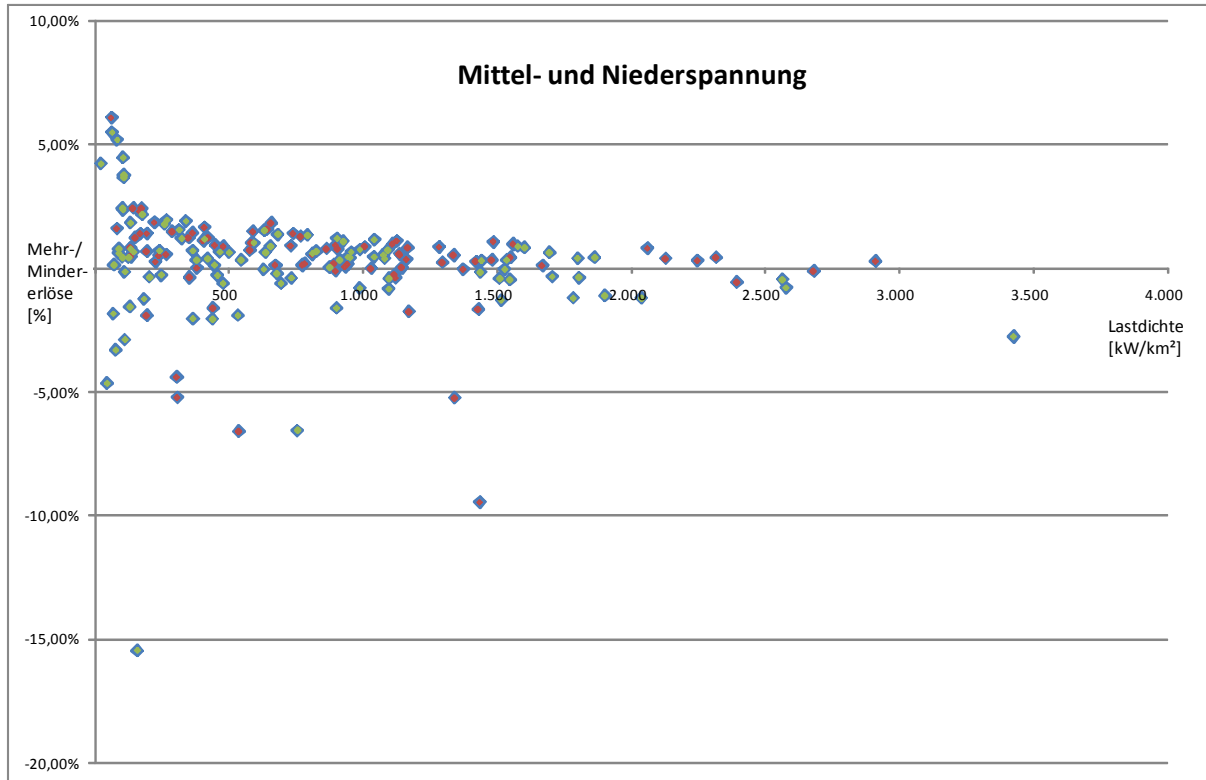


Bild 4.6: Näherungswerte der prozentualen Mehr- und Mindererlöse

Von Bedeutung ist daher nur die Prozent-Skala, die veranschaulicht, dass in einigen Fällen Werte über $\pm 5\%$, vereinzelt auch noch deutlich darüber, erreicht werden, so dass entsprechend den Ausführungen in den Abschnitten 2.3.9 und 3.4.5 eine erlösneutrale Kappung der Mehr- und Mindererlöse vorgenommen werden sollte. Andernfalls, zum Beispiel mit einer vermeintlich symmetrischen Kappung bei $\pm 5\%$ der Erlöse, würde, wie in Bild 4.6 leicht ersichtlich ist, die Kappung sehr viel häufiger bei einem Malus (Absenkung der Erlöse um max. 5 %) zur Anwendung kommen, als bei einem Bonus (Anhebung der Erlöse um max. 5 %). Diese Anwendung eines identischen Prozentsatzes würde sich für die Summe aller Mali und Boni nicht mehr zu Null saldieren, sondern systematisch zu einem Nettoeffekt führen. Für die Gesamtheit der Netzbetreiber wäre also die Erlösneutralität des Q-Elements nicht gewährleistet; daher empfehlen wir in den Abschnitten 2.3.9 und 3.4.5 die Bestimmung einer erlösneutralen Kappungsgrenze.

Als weiteres Ergebnis aus den Darstellungen in Bild 4.1 bis Bild 4.6 ist auch erkennbar, dass es auf Basis der hier gewählten Parametrierung und der Datenbasis für die Wirkungsanalyse keine Hinweise auf systematische Unterschiede zwischen den Ergebnissen für Belegenheit Ost (rote Punktfüllungen) und West (grüne Punktfüllungen) gibt, so dass eine einheitliche Parametrierung ohne zusätzliche Unterscheidung nach der Belegenheit sachgerecht ist. Die

gleiche Schlussfolgerung wurde auch in der statistischen Analyse (vgl. Abschnitt 3.3.5) gezogen.

Literatur

- [1] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Anleitung -
Stand August 2009
- [2] Krane, C.; Haubrich, H.-J.
Untersuchung unterschiedlicher Methoden der statistischen Auswertung von
Störungen mit Versorgungsunterbrechung
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 107(2008), H. 3, S. 48 – 51
- [3] O. Ziemann, H. Chabowski, Dr. H. Vennegeerts
Erhebung der Versorgungszuverlässigkeit – Einflussfaktoren und Praxiserfah-
rung
ew, Jg. 104, Heft 14-15, S. 38-51
- [4] L. Sachs
Angewandte Statistik
Springer, 9. Auflage, S. 378-380, ISBN 3-540-65371-6
- [5] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Verband der Netzbetreiber (VDN) bei
VDEW, VDEW
Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Auswertebroschüren
Mehrere Jahrgänge 1958-2008
- [6] Scherer, Ulrich
Qualitätsregulierung aus der Sicht eines Netzbetreibers
ETG-Fachtagung, München, 05.11.2008

- [7] VDN
VDN-Störungsstatistik – Berichtsjahre 1994 bis 2001, Auswertung von Zuverlässigkeitskenndaten
www.fgh-ma.de
- [8] Haubrich, H.-J., et al.
Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 36, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen, 1996
- [9] Haubrich, H.-J.; Koglin, H.-J.; Fipper, M.; Vennegerts, H.
Einfluss von wahrscheinlichkeitstheoretischen Modellungenauigkeiten auf die Ergebnisse probabilistischer Zuverlässigkeitsanalysen von Stromversorgungsnetzen
etz, 19/2000, S.14 und 17
- [10] Kox, A.
Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade bei der Störungsbeseitigung
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 53, Klinkenberg Verlag, Aachen, 1998
- [11] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen; Rechenzentrum für Versorgungsnetze Hartl/Wehr; Frontier Economics Limited
Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 20.11.2006
- [12] Deutscher Wetterdienst
Klimadaten Deutschland
<http://www.dwd.de>
- [13] Fritz, W. et.al.
Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von Versorgungsaufgabe und Netzkonzept
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 105(2006), H. 8, S. 16 – 19

- [14] Fritz, W., Vennegeerts, H.
Zielkonkretisierung des Asset Managements durch die Qualitätsregulierung
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 108(2009), H. 12, S. 13 ff.
- [15] Bundesnetzagentur Abteilung 6
Allgemeinverfügung nach §52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach §52 S. 1 EnWG
Bonn, 22. Februar 2006
- [16] AEEG
Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, Periodo di regolazione 2008-2011, 2007
- [17] Anderson Economic Group
Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion
AEG Working Paper 2003-2, 2003
- [18] Baarsma B., Berkhout P., Hop J.
Valuation of the Quality of the Electricity Grid – Power outages have a price too
Discussion Paper no. 41, SEO Universität Amsterdam, 2005
- [19] Balducci P. et al.
Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy
Report for the U.S. Department of Energy, Pacific Northwest National Laboratory, 2002
- [20] Billinton R.
Methods to consider customer interruption costs in power system analysis
CIGRE Task Force 38.06.01, zitiert in: Robert A (2001), Quality Issues for System Operators with Special Reference to European Regulators, ELIA Belgium, 2000
- [21] Bliem M.
Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz
IHSK Discussion Paper 02/2005, Institut für Höhere Studien Kärnten, 2005

- [22] Bliem M.
Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz und Entwicklung eines Modells für ein Qualitäts-Anreizsystem, 2008
- [23] Bothe D., Riechmann C.
Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg. Heft 10, S. 31-36, 2008
- [24] CER NIAUR
The Value of Lost Load, the Market Price Cap and the Market Price Floor
Consultation Paper, AIP-SEM-07-484, 2007
- [25] Conaway C.
The Challenge of Energy Policy in New England
Working Paper 05-2, New England Public Policy Center, Federal Reserve Bank of Boston, 2005
- [26] CRE - Commission de régulation de l'énergie
Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 2009
- [27] Energiekamer
Besluit van de Raad van Bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit als bedoeld in artikel 41, eerste lid van de Elektriciteitswet 1998, Nummer 102610_1/27, 2009
- [28] Energiekamer
De methode van de kwaliteitsterm in rekenkundige formules
Bijlage 4, 2008
- [29] ERSE - Entidade reguladora dos serviços energéticos
Relatório da qualidade de serviço do sector eléctrico 2008, 2008

- [30] Gilmore E., Lave L.
Increasing Backup Generation Capacity and System Reliability by Selling Electricity during Periods of Peak Demand
Department of Engineering and Public Policy, Pittsburgh, 2007
- [31] Hungarian Energy Office
Methodology of the electricity system usage charge calculation for the period 2009-2012, 2009
- [32] ICF Consulting
The Economic Cost of the Blackout
Issue Paper, Fairfax, 2003
- [33] IEA
Electricity Information
OECD, Paris, 2009
- [34] Jenkins G., Lim H., Shukla G
Evaluation of an Expansion of the Electricity Transmission System in Mexico
Development Discussion Paper no. 688, Harvard University, 1999
- [35] Kjölle, G. et al
Incorporating short interruptions and time dependency of interruption costs in continuity of supply regulation, 2009
- [36] Ministerio de industria, turismo y comercio IEA
Real decreto 222/2008 de 15 de febrero por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, **2008**
- [37] Nooij M, Bijvoet C, und Koopmans
The Value of Supply Security, The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks
in: Energy Economics, Vol. 29, S. 277-295, 2007
- [38] Nooij M, Bijvoet C, und Koopmans
The Value of Supply Security
Discussion Paper No. 35, SEO Universität Amsterdam, 2005

- [39] OECD
Society at a Glance 2009 - OECD Social Indicators
Abrufbar unter:
http://www.oecd.org/document/56/0,3343,en_2649_34637_2671576_1_1_1_1,00.html, 2009
- [40] Ofgem
Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals - Incentives and Obligations
Ref: 145/09, 2009
- [41] Robert A.
Quality Issues for System Operators with Special Reference to European Regulators
ELIA Belgium, 2001
- [42] Samdal K., Kjølle G., Singh B., und Kvitastein O.
Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market
9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems June 11-15 2006, KTH Stockholm, 2006
- [43] Solver, T.
Reliability in Performance-Based Regulation, 2005
- [44] Sullivan, M.J. et al.
Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States
Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009
- [45] Tol R.
The Value of Lost Load
Working Paper No. 214, Economic and Social Research Institute, Dublin, 2007
- [46] Vries L., Hakvoort R.
The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets
Delft University of Technology, 2004

[47] Weare, C.

The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options

Public Policy Institute of California, 2003a

[48] Weare, C.

persönliche Auskunft, zitiert in Nooij M, Bijvoet C, und Koopmans C

The Value of Supply Security, Discussion Paper No. 35

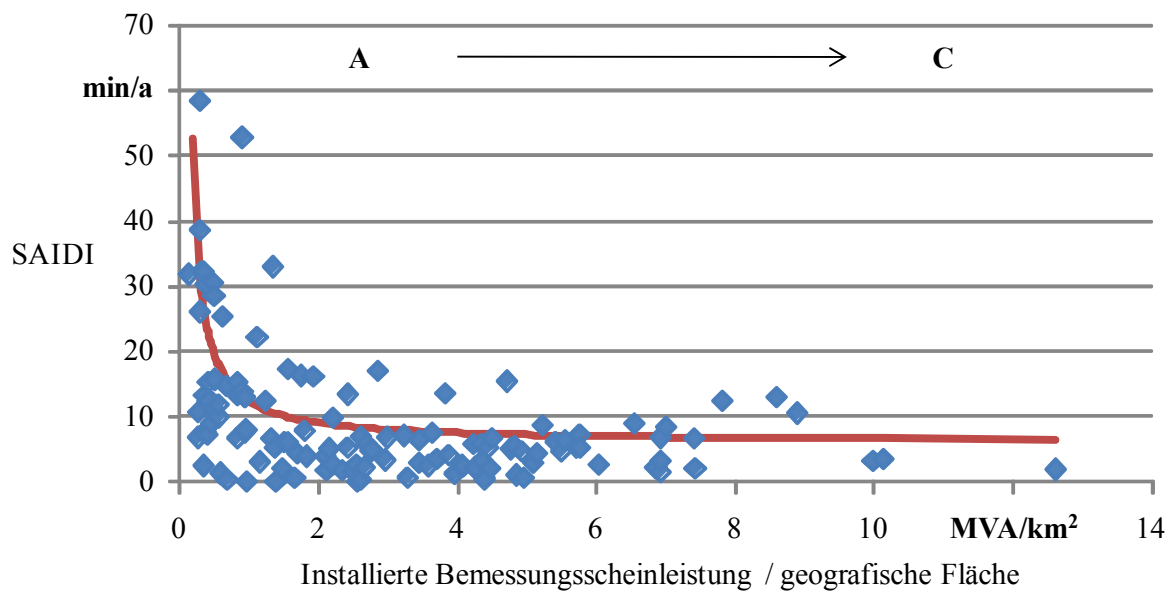
SEO Universität Amsterdam, 2003b

Anhang

A Ergebnisse zu gebietsstrukturellen Einflussparametern

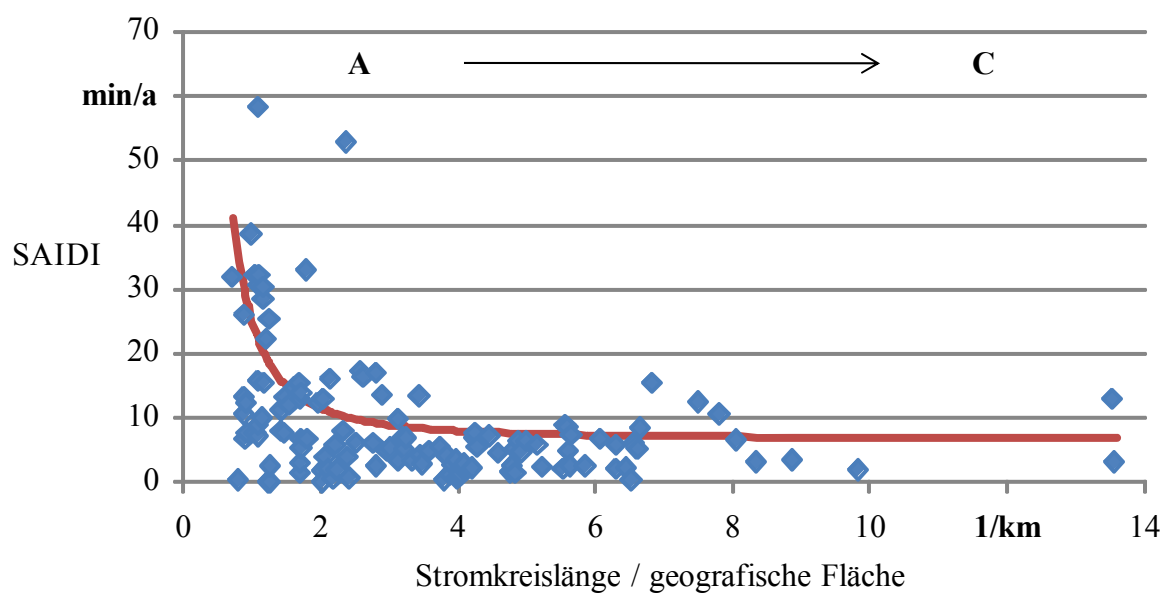
Im Folgenden sind die in Abschnitt 3.3.3 und 3.3.5 fehlenden Ergebnisdiagramme der untersuchten Strukturparameter dargestellt. Dabei ist neben der Signifikanzprüfung für die in Abschnitt 3.3.5 betrachteten Parameter die über die Regressionsanalyse ermittelte Funktion enthalten.

Mittelspannungsebene



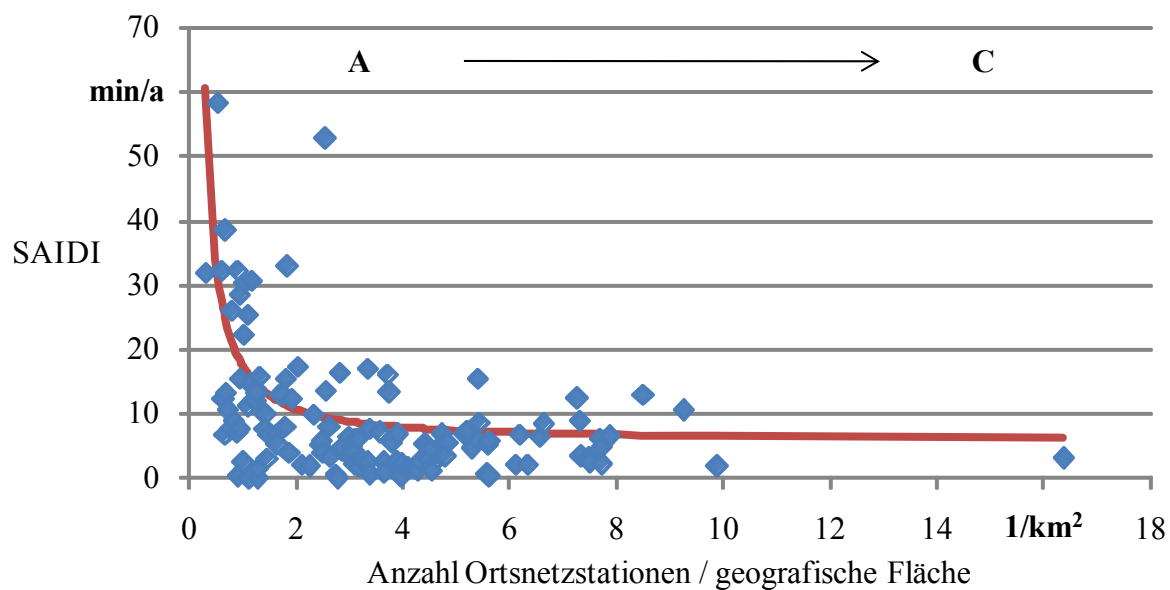
	A	B	C
Mittelwert	16,97	5,60	4,99
Streuung	13,43	4,77	3,46
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.1: SAIDI [min/a] über Strukturparameter Lastdichte (installierte Bemessungscheinleistung [MVA] pro geografischer Fläche [km²]) in der MS-Ebene



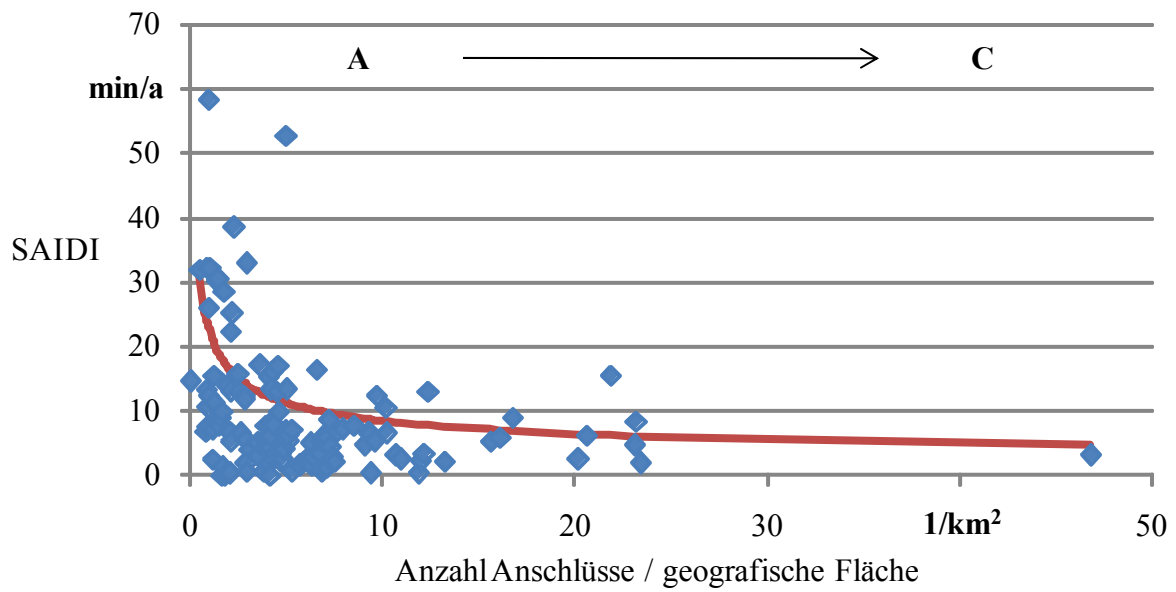
	A	B	C
Mittelwert	15,5	6,7	5,3
Streuung	12,5	8,8	3,4
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.2: SAIDI [min/a] über Stromkreislänge [km] pro geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene



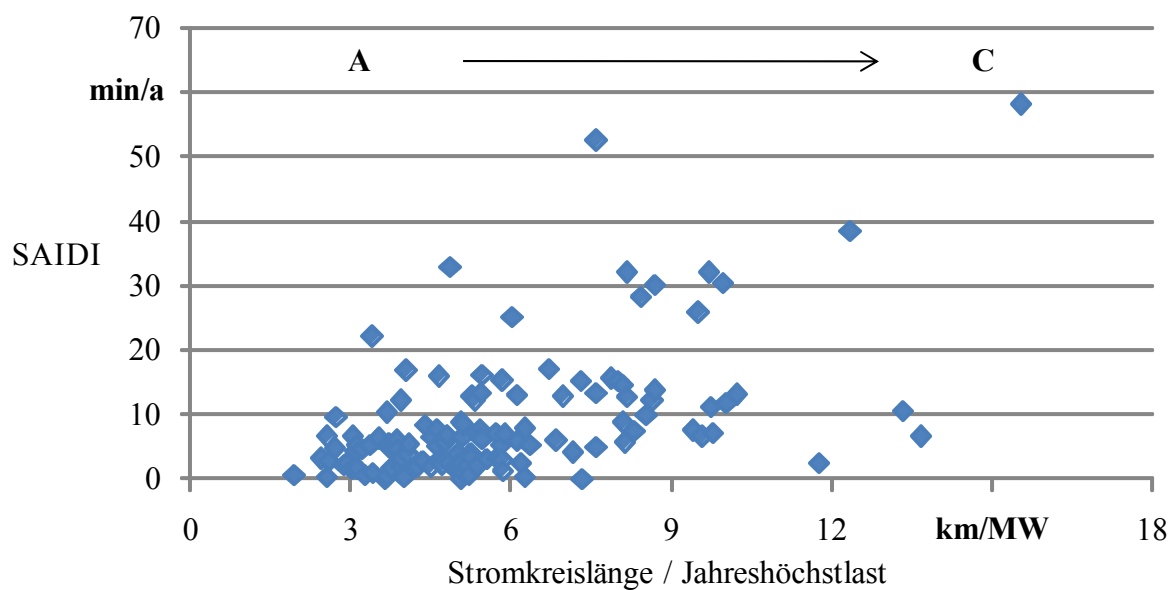
	A	B	C
Mittelwert	15,5	6,9	5,1
Streuung	12,5	8,7	3,4
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.3: SAIDI [min/a] über Anzahl Ortsnetzstationen pro geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene



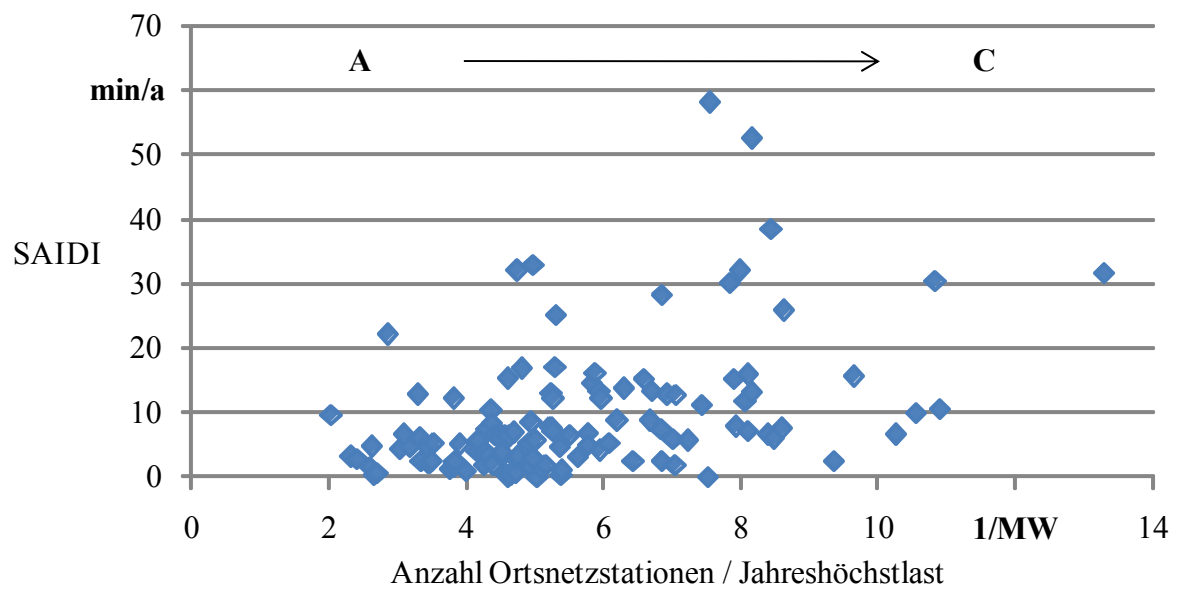
	A	B	C
Mittelwert	15,0	7,1	5,5
Streuung	12,9	8,7	3,9
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.4: SAIDI [min/a] über Anzahl Anschlüsse pro geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene



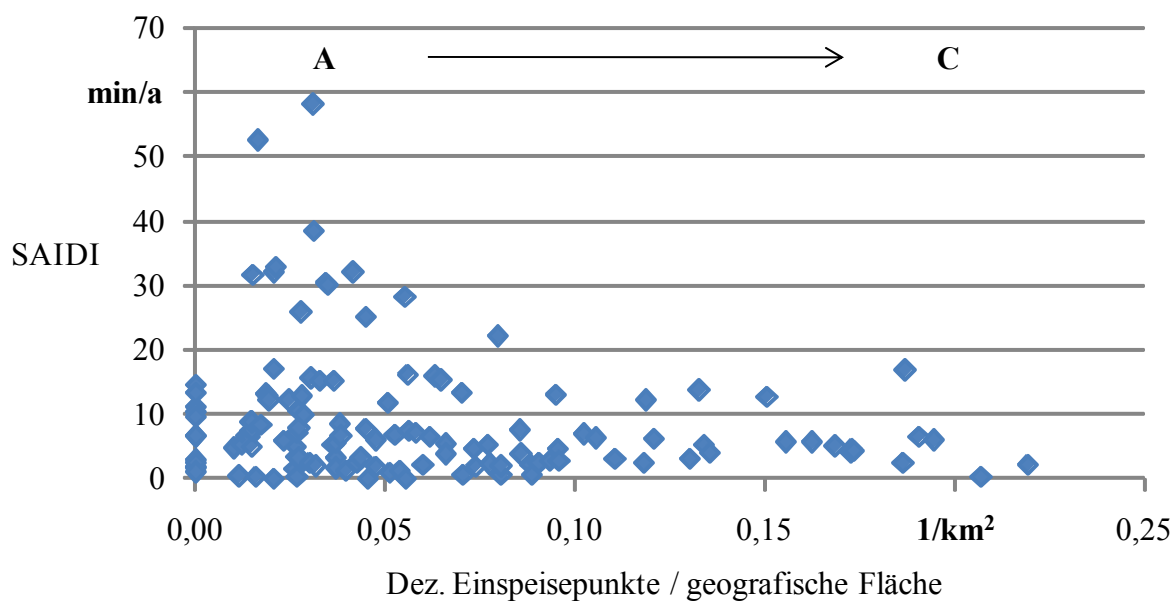
	A	B	C
Mittelwert	4,9	6,5	14,5
Streuung	4,5	6,1	11,4
KS-Test	negativ	positiv	positiv

Bild A.5: SAIDI [min/a] über Stromkreislänge [km] pro Jahreshöchstlast [MW] in der MS-Ebene



	A	B	C
Mittelwert	5,0	7,3	14,6
Streuung	4,1	8,0	12,9
KS-Test	negativ	positiv	positiv

Bild A.6: SAIDI [min/a] über Anzahl Ortsnetzstationen MS/NS pro Jahreshöchstlast [MW] in der MS-Ebene

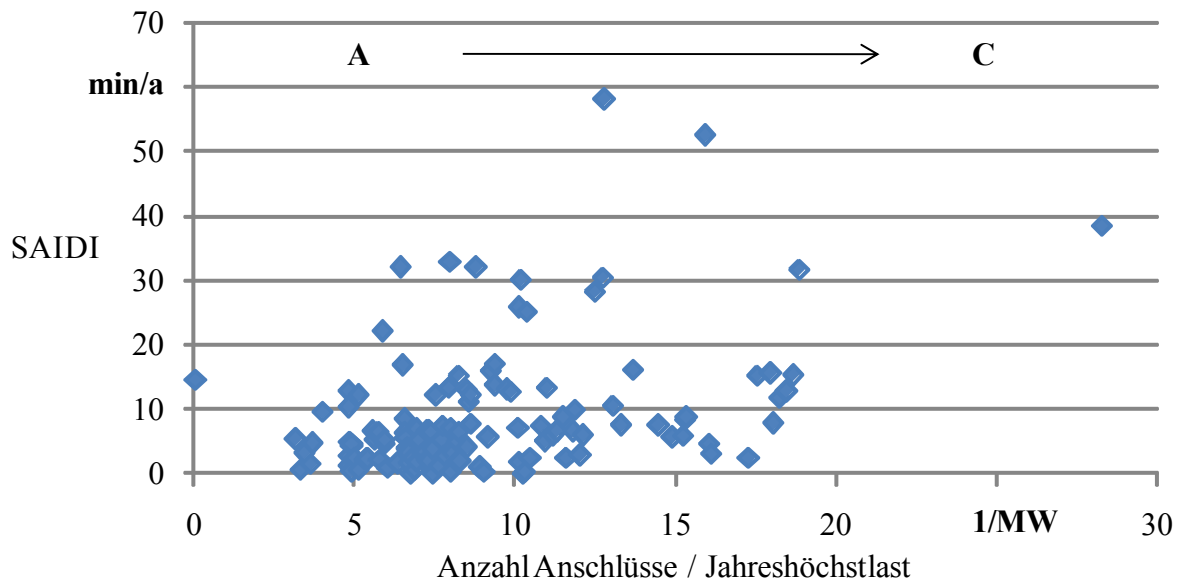


	A	B	C
Mittelwert	9,9	11,9	5,7
Streuung	10,4	12,5	4,8
KS-Test	negativ	negativ	positiv

Bild A.7: SAIDI [min/a] über Anzahl dezentraler Einspeisepunkte pro geografischer Fläche [km²] in der MS-Ebene

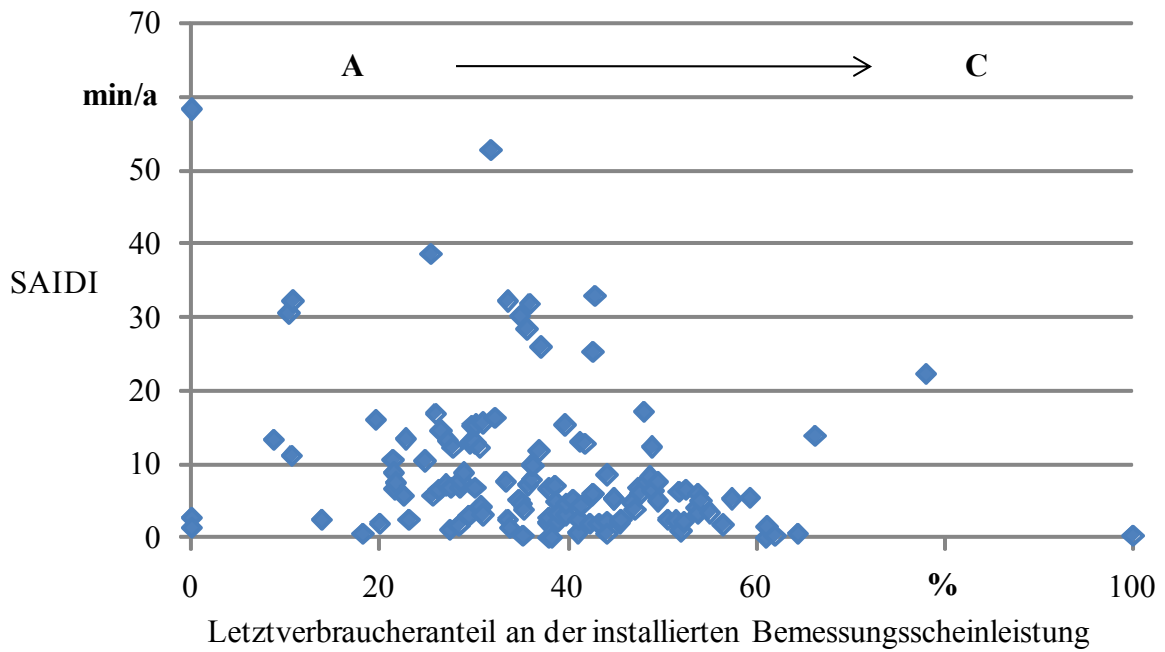
Bild

A.2



	A	B	C
Mittelwert	6,1	7,9	13,6
Streuung	6,3	7,4	13,5
KS-Test	negativ	negativ	positiv

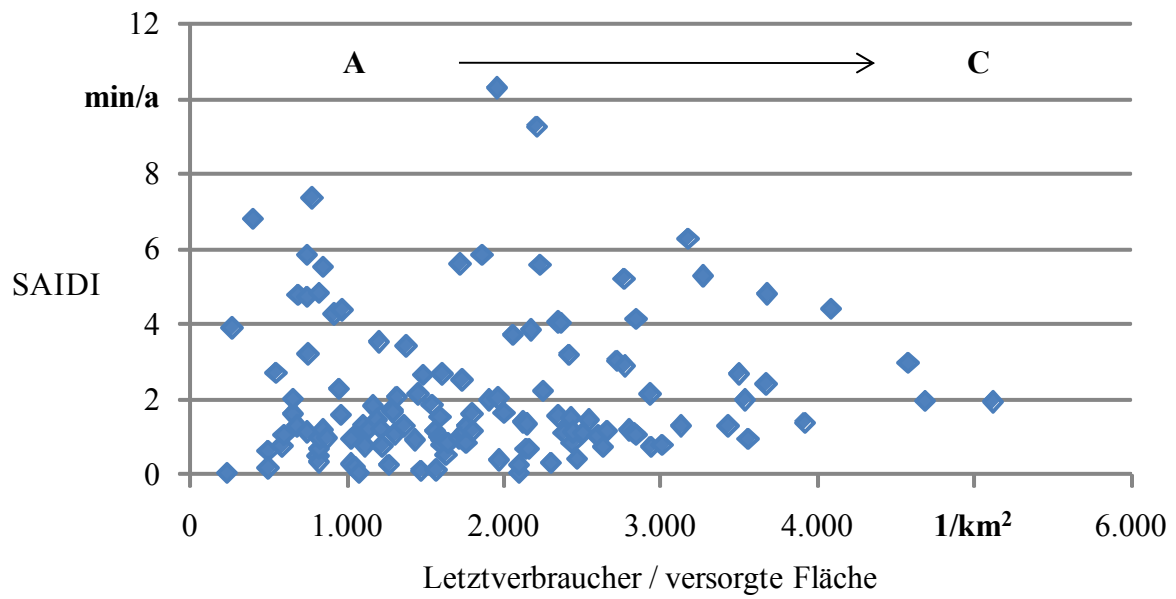
Bild A.8 SAIDI [min/a] über Anzahl Anschlüsse pro Jahreshöchstlast [MW] in der MS-Ebene



	A	B	C
Mittelwert	11,3	9,9	6,4
Streuung	11,1	11,2	6,9
KS-Test	negativ	negativ	positiv

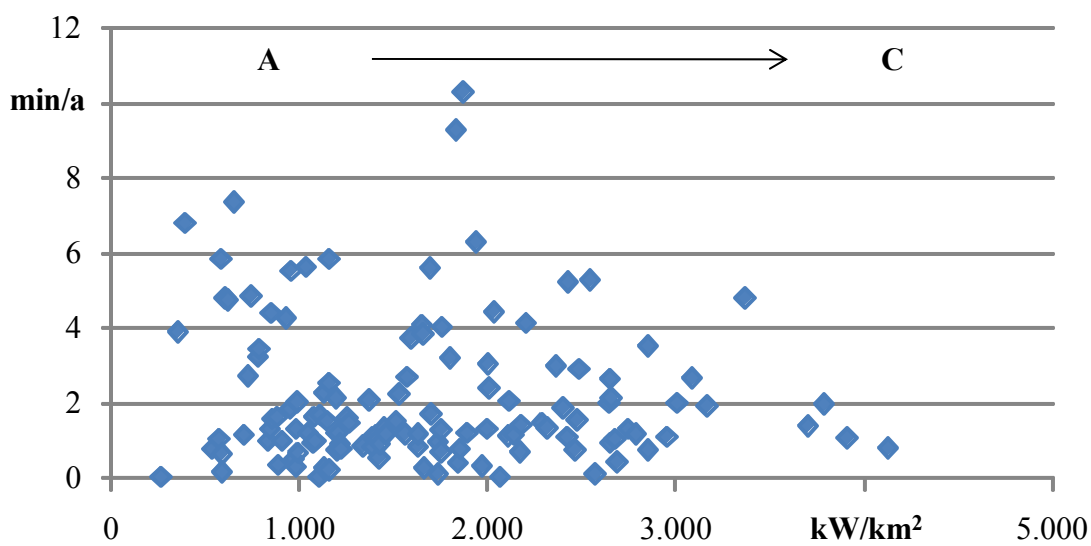
Bild A.9 SAIDI [min/a] über dem Anteil installierter Leistung in Letztverbrauchertransformatoren an der installierten Bemessungsscheinleistung in der MS-Ebene

Niederspannungsebene



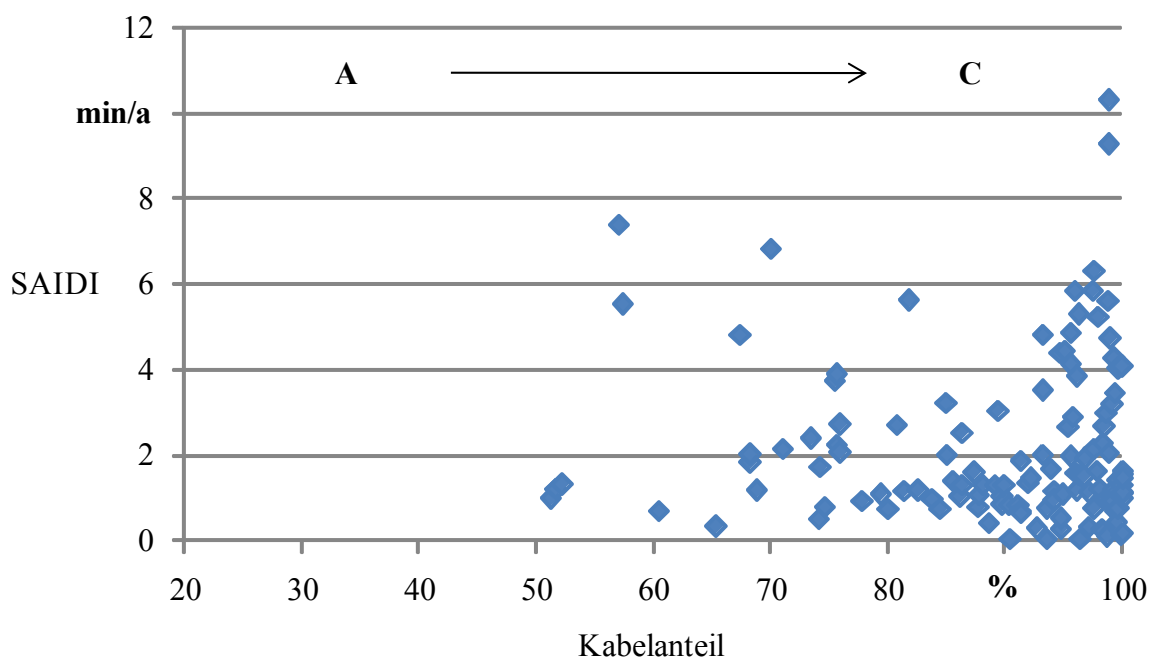
	A	B	C
Mittelwert	2,2	1,8	2,5
Streuung	2,0	1,8	1,9
KS-Test	negativ	negativ	negativ

Bild A.10: SAIDI [min/a] über Anzahl Letztverbraucher pro versorgter Fläche [km²] in der NS-Ebene



	A	B	C
Mittelwert	2,3	2,2	2,1
Streuung	2,0	2,2	1,5
KS-Test	negativ	negativ	negativ

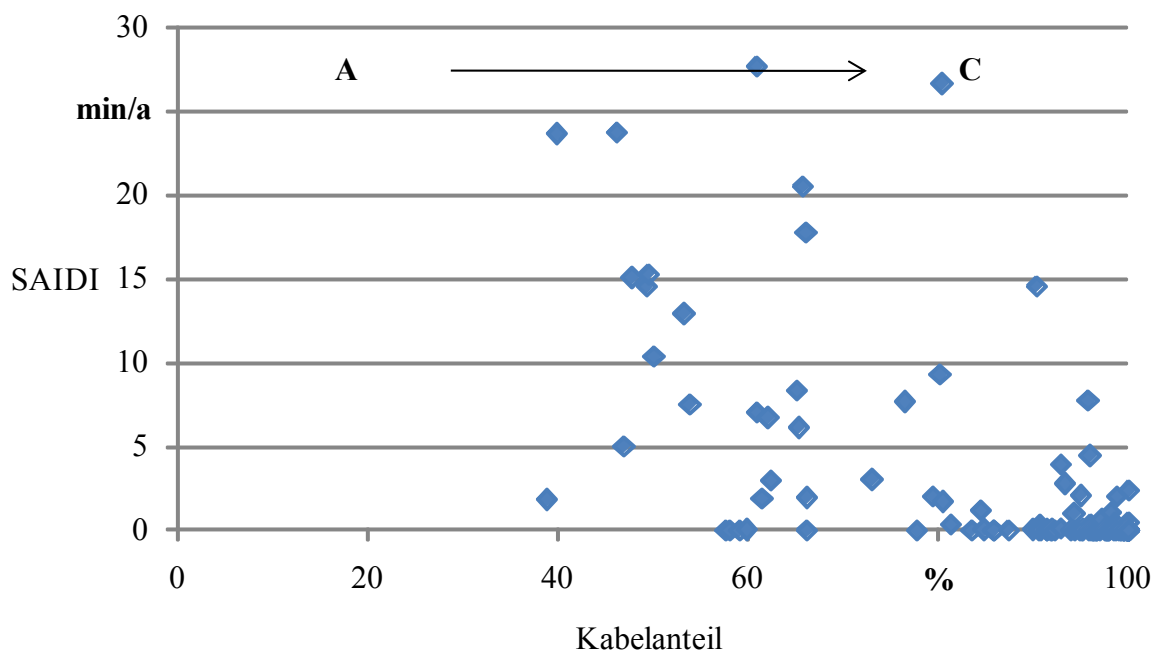
Bild A.11: SAIDI [min/a] über der Jahreshöchstlast [kW] pro versorgter Fläche [km²] in der NS-Ebene



	A	B	C
Mittelwert	2,1	2,0	2,4
Streuung	1,7	1,6	2,4
KS-Test	negativ	negativ	negativ

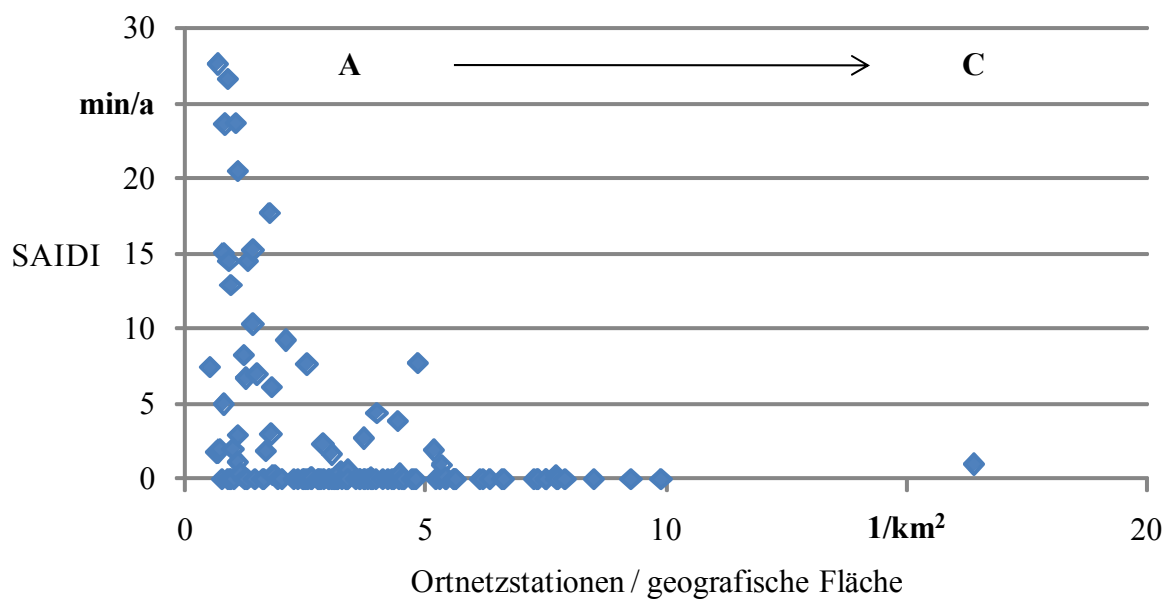
Bild A.12: SAIDI [min/a] über dem Kabelanteil an der Stromkreislänge in der NS-Ebene

Angekündigte Versorgungsunterbrechungen



	A	B	C
Mittelwert	7,1	0,6	0,1
Streuung	8,3	1,5	0,5
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.13: SAIDI [min/a] aufgrund angekündigter Versorgungsunterbrechungen über dem Kabelanteil an der Stromkreislänge in der MS-Ebene



	A	B	C
Mittelwert	6,7	0,7	0,4
Streuung	8,5	2,0	1,4
KS-Test	positiv	negativ	positiv

Bild A.14: SAIDI [min/a] aufgrund angekündigter Versorgungsunterbrechungen über der Anzahl Ortsnetzstationen MS/NS pro geografischer Fläche in der MS-Ebene

B Modellbildung und Umsetzung der Modellnetzanalyse

Der MNA liegt bekanntermaßen [11] die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (Modellnetz mit Mengengerüst der Netzanlagen und Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmäßige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Diese Abstraktion und ihre modellorientierte Umsetzung bringt Vereinfachungen, Systematisierungen, aber auch Begrenzungen der Schlussfolgerungen mit sich, für deren Verständnis die Grundzüge der MNA nachfolgend beschrieben werden.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden.

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder – im Stromnetz – Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- Technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (zum Beispiel Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in nachgelagerte Netzebenen
- Mögliche Standorte für Umspannstationen zur Einspeisung aus der vorgelagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene

- Mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkte, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (zum Beispiel Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken, von Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können bei der Entwicklung und Anwendung von AKM über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Lasteigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der vorgelagerten Netzebene genutzt werden können.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) beschrieben werden.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (zum Beispiel Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

Eingangsgrößen zur Beschreibung des Lastmodells

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Lastmodells für eine betrachtete Netzebene in einem Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- *Zahl der Anschlusspunkte:* Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden als auch (außer in der Endverteilungsebene) für die Einspeisung in nachgelagerte Netzebenen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der nachgelagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die nachgelagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Elementarlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Lasthöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Lastmodell zu gelangen.

- *(Einheitliche) Höchstlast je Anschlusspunkt:* Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenversorgung erforderlich, da sich die Last an Einspeisungen in die nachgelagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspannanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilungsebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten Versorgungsgebieten naheliegend ist.
- *Versorgte Fläche des Versorgungsgebiets:* Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke.

Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspannanlagen),
- der Netzstruktur (zum Beispiel Strahlen-, Ring- oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (zum Beispiel Spannungsgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können zum Beispiel Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen.

Im Einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu definieren:

- *Zahl der Netzebenen:* Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen berücksichtigen.
- *Betriebsmitteleigenschaften:* Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.

- *Netzstruktur:* Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand, Netzkosten und Netz Zuverlässigkeit.
- *Technische Nebenbedingungen:* Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungsgrenzen an den Anschlusspunkten.
- *Lastdurchmischung:* Die Tatsache, dass die Höchstlasten an den unterschiedlichen Last-Anschlusspunkten zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die zeitgleiche Höchstlast eines Last-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Lastdurchmischung möglich sind.

Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen vorgelagerter auf nachgelagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA zulässig.

Es ergeben sich folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (zum Beispiel die Endverteilungsebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Station bis zum letzten zu versorgenden Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspannanlage berücksichtigt werden.

- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der vorgelagerten Ebene fließt – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der vorgelagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die nachgelagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten eine „Ersatzlast“ zugewiesen wird.

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Im anschließenden Untersuchungsschritt erfolgte auf Basis eines Rechenprogramms, das hinsichtlich der Modellbildung und Dateneingabe speziell auf die praxisrelevanten Anforderungen bei der Zuverlässigkeitsanalyse einfach strukturierter Verteilungsnetze zugeschnitten ist, die quantitative Analyse der Netzzuverlässigkeit der so generierten Modellnetze.

C Modellbildung und Umsetzung der Zuverlässigkeitsanalyse

Die Zuverlässigkeit eines elektrischen Netzes wird von einer Reihe von Faktoren bestimmt. Hierzu gehören die Zuverlässigkeit jedes einzelnen Betriebsmittels, die Art und Weise der Zusammenschaltung der Betriebsmittel, das heißt die Netztopologie, die Eigenschaften der Schutzeinrichtungen, die Fernwirktechnikausstattung, die Dimensionierung der Betriebsmittel, die Betriebsweise einschließlich der Maßnahmen zur Störungsbehebung, und die Belastung des Netzes.

Verfahren zur Analyse der Netzzuverlässigkeit lassen sich grundsätzlich in *qualitative* und *quantitative* Verfahren unterteilen [8].

Qualitative Verfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine nicht weiter quantifizierbare, in der Regel „Ja-Nein“-Aussage zur Einhaltung einer durch ein Kriterium vorgegebenen Mindestanforderung liefern. Das in der Netzplanung meist angewendete qualitative Kriterium ist das (n-1)-Kriterium, mit dem ein Netz auf ausreichende Redundanz überprüft werden kann.

Quantitative Verfahren zur Netzzuverlässigkeitsanalyse erlauben in Ergänzung zu den qualitativen Verfahren eine weitergehende Bewertung von Planungs- und Betriebsvarianten, indem die Versorgungszuverlässigkeit durch geeignete Kenngrößen quantifiziert wird, und ermöglichen damit zum Beispiel die vergleichende Beurteilung verschiedener (n-1)-sicherer Varianten. Dies ermöglicht eine gezielte Abwägung von Kosten und Nutzen einzelner Maßnahmen in Netzplanung und -betrieb. Die Leistungsfähigkeit dieser seit Jahrzehnten wissenschaftlich entwickelten Methodik wurde in den letzten Jahren in zahlreichen praktischen Anwendungen belegt. Ihre modellbasierte Umsetzung bringt Quantifizierungsmöglichkeiten, Vereinfachungen, Systematisierungen, aber auch Begrenzungen der Schlussfolgerungen mit sich, für deren Verständnis die Grundzüge der modellbasierten Zuverlässigkeitsanalyse nachfolgend beschrieben werden.

Der Netzbetrieb wird unter Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der Betriebsmittel, der Netztopologie, der Schutzkonzepte, der Netzauslastung (Einspeisungen und Lasten) sowie der Betriebsweise rechnerisch simuliert. Das Untersuchungsziel der quantitativen Netzzuverlässigkeitsanalyse ist die Zuverlässigkeit der Systemfunktion, die sich in der Vollversorgung aller Lasten ausdrückt und durch geeignete Kenngrößen beschrieben wird.

Eine Beschreibung des Ausfallverhaltens der Betriebsmittel ist über die langjährige Dokumentation einer großen Anzahl von Störungen möglich. Durch die Auswertung solcher Statistiken lassen sich Kenngrößen zur Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln bestimmen.

Die Versorgungszuverlässigkeit wird häufig anhand folgender Zuverlässigkeitskenngrößen beschrieben, welche Abweichungen vom Zustand „Vollversorgung“, also Versorgungsdefizite, beschreiben. Typische Einheiten dieser Kenngrößen sind in eckigen Klammern angegeben.

- H_D
Defizit-/Unterbrechungshäufigkeit gibt die mittlere Anzahl von Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines Zeitraumes, in der Regel eines Jahres, pro angeschlossenen Kunden an [Unterbrechungen pro Jahr], inhaltliche Entsprechung zu SAIFI.
- T_D
Defizit-/Unterbrechungsdauer gibt die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro unterbrochenen Kunden an [Minuten], inhaltliche Entsprechung zu CAIDI.
- $T_{D,K}$
gibt die über alle Versorgungsunterbrechungen eines Zeitraumes von üblicherweise einem Jahr kumulierte mittlere Defizit-/Unterbrechungsdauer pro angeschlossenen Kunden an [Minuten pro Jahr]; wird auch als
- Pr_D
Defizit-/Unterbrechungswahrscheinlichkeit oder als Nichtverfügbarkeit bezeichnet [% oder Minuten pro Jahr], inhaltliche Entsprechung zu SAIDI.
- P_D
Defizitleistung gibt je Versorgungsunterbrechung an, wie viel Leistung im Mittel nicht versorgt wird [kW].
- $P_{D,K}$
gibt die über alle Versorgungsunterbrechungen eines Zeitraumes von üblicherweise einem Jahr kumulierte mittlere Defizitleistung an [kW pro Jahr], inhaltliche Entsprechung zur nicht gedeckten Last.

- $W_{D,K}$

Defizitenergie gibt die über alle Versorgungsunterbrechungen eines Zeitraumes von üblicherweise einem Jahr kumulierte, mittlere nicht zeitgerecht gelieferte Energie an [kWh pro Jahr], inhaltliche Entsprechung zu ENS.

Bild 3.9 gibt einen Überblick über die Beziehungen zwischen den einzelnen Zuverlässigkeitskenngrößen.

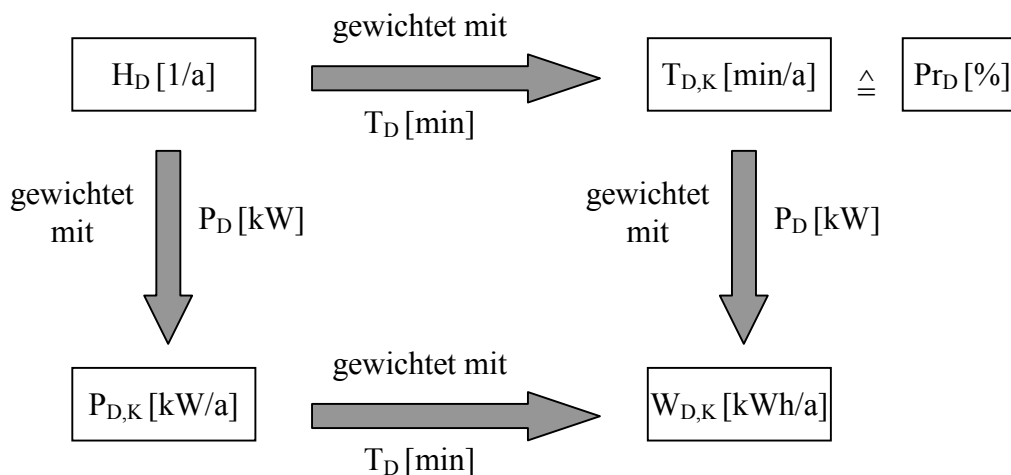


Bild C.1: Beziehungen zwischen den Zuverlässigkeitskenngrößen

Gegenüber qualitativen Verfahren ist damit eine wesentlich detailliertere Beschreibung und Bewertung der Funktionsfähigkeit eines Netzes möglich. Damit ergibt sich auch die Möglichkeit, Unterschiede in Netzvarianten sichtbar zu machen, die bei qualitativen Verfahren gleichwertig erscheinen.

Von erheblichem Wert auch im regulatorischen Kontext ist ferner der Sachverhalt, dass mit der Zuverlässigkeitsanalyse Aussagen über die Netzqualität getroffen werden können, die nicht nur auf der nachträglichen Erfassung von Vergangenheitsdaten basieren, sondern auch eine Untersuchung des bestehenden Netzes, möglicher Veränderungen und eine Prognose zukünftigen Verhaltens erlauben.

Die Umsetzung erfolgt im Wesentlichen in den beiden Teilschritten

- Analyse der relevanten Störereignisse und
- Untersuchung der Auswirkungen jedes dieser Störereignisse auf die Versorgungssituation im System.

Für die hier dargestellten Untersuchungen wurde ein analytisches Verfahren eingesetzt, das durch vollständige Enumeration aller relevanten Störereignisse das Störungsgeschehen von der Schutzauslösung nach Fehlereintritt über die Bestimmung des Meldebereichs und den Ablauf der Fehlerortung bis zur Wiederversorgung der letzten Last vollständig und zeitsequentiell simuliert. Als Ergebnis dieser Simulation wird der probabilistisch beschriebene Beitrag jedes Störereignisses zu der Unzuverlässigkeit der Versorgung jeder Last ermittelt. (Im Gegensatz zu den analytischen Verfahren ermitteln sogenannte simulative Verfahren diese Defizitbeiträge durch Ziehung von Störereignissen.)

Ein wichtiges Maß zur Beschreibung des Betriebsverhaltens der einzelnen Komponenten ist die Ausfallrate, die definiert ist als bedingte Wahrscheinlichkeit, vom Zustand „Betrieb“ innerhalb eines Zeitraumes durch Ausfall in den Zustand „Nichtbetrieb“ überzugehen; sie stellt im hier verwendeten Verfahren (als Häufigkeit eines stochastischen Ausfalls) eine Eingangsgröße dar.

Eingehende statistische Untersuchungen des stochastischen Betriebsverhaltens der elektrischen Netze haben ergeben, dass die Wahrscheinlichkeit der Funktionsfähigkeit technischer Anlagen mit zunehmender Betriebsdauer annähernd exponentiell abnimmt [2]. Die Ausfallrate einer Komponente ist aufgrund der „Gedächtnislosigkeit“ dieser Exponentialverteilung unabhängig von der Vorgeschichte zu jedem Zeitpunkt konstant und entspricht dem Kehrwert der mittleren Betriebsdauer, die Statistiken entnommen werden kann. Dabei ist es erforderlich, in der Statistik eine möglichst große Grundgesamtheit von Betriebsmitteln zu erfassen, um den Einfluss des zufälligen Einzelereignisses gering zu halten [3].

Grundlage hierfür ist die Simulation der Störungsereignisse im Netz unter Berücksichtigung des stochastischen Betriebsverhaltens aller Netzkomponenten (Ausfallhäufigkeit), der Netztopologie, Schaltzustände und Schaltmöglichkeiten sowie die Simulation des Störungsablaufs unter Berücksichtigung des Zeitbedarfs für jeden Teilschritt bei der Fehlerortung und Wiederversorgung.

Netzeingabe und Datenvorgaben

Hinsichtlich des Zuverlässigkeitsgeschehens lassen sich die unterschiedlichen Spannungsebenen in der Regel entkoppelt betrachten. Dementsprechend wurde in der durchgeführten Zuverlässigkeitsanalyse jeweils nur eine Spannungsebene – in den konkreten Berechnungen die Mittelspannungsebene – betrachtet.

Für die Netzzuverlässigkeitsanalyse wurden für die Spannungsebene folgende Daten vorgegeben:

- Informationen zur Netztopologie entsprechend den Ergebnissen der Modellnetzanalyse:
 - Stationsaufbau (Einfach-/Doppelsammelschienenanlage)
 - Schaltmöglichkeiten und Bedienart (Leistungsschalter oder Lasttrenner, fern- oder vor Ort bedienbar)
 - Position und Meldeart von Kurzschlussanzeigern (fern- oder vor Ort ablesbar)
 - Position von Einspeisungen und Lasten entsprechend den Ergebnissen der MNA
 - Leitungslängen entsprechend den Ergebnissen der MNA
- Informationen zum Störungsmanagement:
 - Suchstrategie (binäre oder sequentielle Suche)
 - Wiederversorgungsstrategie (mit oder ohne Teilwiederversorgung)
 - Angaben zum Zeitbedarf der Entstörhandlungen (Fahrzeit, Stationszugangszeit, Schaltzeit, etc.)
- Informationen zum Ausfallverhalten der Betriebsmittel:
 - Stochastische Ausfallhäufigkeit [Ausfälle pro Jahr] je Betriebsmitteltyp in Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung des Netzes entsprechend den Standardwerten nach [5] und [7].

Netzstruktur und Lastfluss

Verteilungsnetze werden vor allem in der Mittelspannungsebene zwar redundant geplant, aber häufig in Form offener Ringe oder Stränge betrieben, um den Fehlerortungsaufwand bei einfachem Schutzkonzept möglichst gering zu halten. Dies hat zur Folge, dass sich ein gerichteter Lastfluss von der Einspeisestation in die strahlenförmig verzweigten Abgänge einstellt. Dementsprechend erfolgte vorliegend für die zu analysierenden offen betriebenen Netze die Berechnung eines gerichteten Lastflusses. Dabei wird der Betrieb mit Nennspannung unterstellt; die Überlasterkennung erfolgt ohne Berücksichtigung der Blindleistungsflüsse und damit der Spannungsabfälle. Zwar stellen Spannungsabfälle in Verteilungsnetzen (insbeson-

dere in Mittelspannungsnetzen) oftmals die begrenzende Größe für zusätzliche Lastanschlüsse dar, im Rahmen der Störungsbeseitigung ist jedoch vor allem entscheidend, ob die Reserveleistung grundsätzlich zur Verfügung gestellt werden kann. Es wird angenommen, dass geringfügige Überlastungen aufgrund von Stromerhöhungen durch Spannungsabfälle unter die Nennspannung im Rahmen der Wiederversorgungsmaßnahmen betrieblich toleriert werden. Die Nichtberücksichtigung der Spannungssituation stellt demnach im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse keine wesentliche Einschränkung dar.

Hinsichtlich des Störungsablaufs in geschlossen betriebenen Netzen wird angenommen, dass nach einer Schutzauslösung zunächst eine „Solltrennstelle“ (i. d. R. ein Lasttrennschalter im Verlauf der Abgänge) in dem betroffenen Netzbereich geöffnet wird. Anschließend werden alle ausgelösten Leistungsschalter wieder eingeschaltet, woraufhin der Leistungsschalter im tatsächlich betroffenen Abgang erneut auslöst. Die sich dann ergebende Netzkonstellation entspricht der bei offen betriebenen Netzen, so dass die weitere Fehlerortung und Wiederversorgung bei beiden Betriebsweise (offen und geschlossen) praktisch gleich ist.

Störereignisse

Für die Analyse der Versorgungszuverlässigkeit sind diejenigen Störereignisse relevant, die zur Abweichung vom Zustand „unterbrechungsfreie Vollversorgung“ aller Lasten führen. Dies ist dann der Fall, wenn infolge eines Fehlers die Schutzeinrichtung anspricht und es durch das Auslösen des zugehörigen Leistungsschalters zunächst zur Nichtversorgung von Lasten kommt.

Mehrpolige Kurzschlüsse führen zu hohen Fehlerströmen und lösen unmittelbar eine Schutzabschaltung aus. Einpolige Fehler führen in niederohmig geerdeten Netzen zu Erdkurzschlüssen und damit zu ähnlich hohen Fehlerströmen, so dass sie ebenfalls vom Schutz abgeschaltet werden. In erdschlusskompensiert oder sternpunktisoliert betriebenen Netzen ist der einpolige Fehlerstrom beim Erdschluss derart gering, dass der Betrieb bei weiterhin anstehendem Fehler ohne Versorgungsunterbrechung vorübergehend fortgeführt werden kann. Dieser Betriebszustand birgt allerdings die Gefahr einer Fehlerausweitung, sei es dadurch, dass die Isolation der zunächst fehlerfreien Leiter an der Fehlerstelle zerstört wird und der Erdschluss damit in einen mehrpoligen Kurzschluss übergeht, oder dadurch, dass die mit dem Erdschluss verbundene erhöhte Spannungsbeanspruchung (Erhöhung der Leiter-Erde-Spannung im gesamten

galvanisch zusammenhängenden Netzbereich) der zunächst fehlerfreien Leiter zu einem weiteren Fehlerort (Doppelerdschluss) führt.

Liegen beim Doppelerdschluss beide Fehlerorte im selben Abgang, so werden diese aufgrund des deutlich erhöhten Fehlerstroms gemeinsam durch den Schutz abgeschaltet. Liegen die Fehlerorte in getrennten Abgängen, so wird, abhängig von der Verteilung der Fehlerströme, zumindest einer der beiden Fehler durch den Schutz abgeschaltet. Die Auswirkungen von Doppelerdschlüssen lassen sich auf zwei entkoppelte Einzelfehler zurückführen: den Fehler, der zur Schutzabschaltung und Anregung der Kurzschlussanzeiger führt (Ablauf der Störungsbeseitigung – nicht der Feinfehlerortung – wie im Kurzschlussfall), und den Fehler, der nicht zur Schutzabschaltung führt und damit keine direkte Versorgungsunterbrechung zur Folge hat.

Eine Folge des oben beschriebenen Betriebes von Verteilungsnetzen ist, dass bereits Einfachfehler zunächst zu Versorgungsunterbrechungen bei einem Teil der Stationen und den daraus versorgten Lasten führen. Ein Zweifachfehler, also das Auftreten eines zweiten statistisch unabhängigen Fehlers während der Reparaturzeit der zuerst ausgefallenen Komponente, hat nur dann eine Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit der betroffenen Lasten, wenn dadurch die Möglichkeit der Reservestellung, also der Wiederversorgung vor Abschluss der Reparatur, beeinträchtigt wird. Es lässt sich zeigen, dass das Auftreten von Zweifachfehlern oder gar Fehlern höherer Ordnung derart unwahrscheinlich ist, dass diese gemessen an den unvermeidbaren Ungenauigkeiten der statistischen Eingangsdaten vernachlässigbar sind. Deshalb fanden in der vorliegenden Untersuchung – abgesehen vom Doppelerdschluss – ausschließlich Einfachfehler Berücksichtigung.

Netzzumfang

Die Netzzuverlässigkeit wird bei gegebener Topologie durch das Ausfallgeschehen und durch die Folgen (Umfang und Dauer) einer Störung bestimmt und lässt sich u.a. durch die Versorgungszuverlässigkeit an jedem Netzknoten (Sammelschiene/Netzstation) beschreiben.

Das Ausfallgeschehen wird, wie oben gezeigt, in den hier betrachteten Verteilungsnetzen im Wesentlichen von Einfachfehlern bestimmt, so dass sich der betroffene Netzbereich auf den Bereich beschränken lässt, der unmittelbar nach Schutzauslösung spannungslos ist (Abschaltbereich). Die Bereiche des Netzes, die außerhalb des jeweiligen Abschaltbereichs liegen, sind nicht von einer Versorgungsunterbrechung betroffen.

Die Folgen eines Ausfalls werden durch den Umfang (Größe des betroffenen Abschaltbereichs) und durch die Dauer der Störungsbeseitigung bestimmt. Da sich bei der Störungsbeseitigung alle topologierelevanten Wirkungen aus den Umschaltmöglichkeiten innerhalb des Abschaltbereichs und den Zuschaltmöglichkeiten von benachbarten Netzbereichen durch das Schließen von Trennstellen ergeben, ist es notwendig und ausreichend, einen vollständigen Abschaltbereich einschließlich aller Reservestellungsmöglichkeiten (Ort und ggf. Belastbarkeit) zu betrachten.

Der Abschaltbereich umfasst in der Regel neben der Ausfallebene auch unterlagerte Spannungsebenen. Die gleichzeitige Betrachtung mehrerer Spannungsebenen ist jedoch nur dann erforderlich, wenn sie sich hinsichtlich der Auswirkungen von Ausfällen *gegenseitig* beeinflussen.

Da Transformatoren als Bindeglieder zwischen den Spannungsebenen praktisch immer mit einer Schutzeinrichtung versehen sind und der Leistungsfluss in aller Regel von „oben“ nach „unten“ erfolgt bzw. im Störfall erfolgen kann, führt somit ein Betriebsmittelausfall des Transformators oder im nachgelagerten Netz nicht zu einer Beeinflussung der Netzknottenzuverlässigkeit der *vorgelagerten* Spannungsebene. Die *nachgelagerte* Spannungsebene ist zwar von Störungen in der vorgelagerten Ausfallebene betroffen, bietet jedoch umgekehrt in der Regel keine Möglichkeit zur beschleunigten Wiederversorgung der Netzknoten der vorgelagerten Ausfallebene.

Durch die Kopplung unterschiedlicher Spannungsebenen entscheidet demnach u.a. die Zuverlässigkeit (Ausfallhäufigkeit) der Anbindung an die jeweils vorgelagerte Spannungsebene über die Versorgungszuverlässigkeit der nachgelagerten Spannungsebene.

Das vorliegend verwendete Netzmodell ist daher auf die Analyse des mindestens notwendigen Netzbereichs zugeschnitten. Dies wird durch die geeignete Modellierung der Systemgrenzen erreicht:

- einerseits durch die Betrachtung jeweils nur einer Spannungsebene einschließlich der Berücksichtigung der Unzuverlässigkeit der Anbindung durch die Vorgabe der Ausfallhäufigkeit vorgelagerter Spannungsebenen,
- andererseits durch die Nachbildung der Reservezuschaltungen; die vollständige Eingabe der Nachbarnetzbereiche ist nicht zwingend notwendig.

Schutzbereich, Abschaltbereich

Die Abschaltung von kurzschlussartigen Fehlern erfolgt über Leistungsschalter innerhalb kürzester Zeit. Nichtversorgt nach Schutzauslösung sind alle Lasten im Abschaltbereich. Dies sind alle, die zum Schutzbereich gehören, sowie solche, die in weiteren nach Schutzauslösung spannungslosen Netzbereichen liegen. Vorliegend wurde davon ausgegangen, dass die „Blickrichtung“ der Schutzeinrichtungen mit der Richtung des Lastflusses vor Eintritt des Fehlers identisch ist, das heißt ein Leistungsschalter löst aus, wenn der Fehler aus Sicht des gerichteten Grundlastflusses hinter dem Schalter liegt. Darüber hinaus wird angenommen, dass in jedem Fall eine selektive Abschaltung erfolgt, das heißt es wird angenommen, dass die Schutzstaffel funktioniert.

Meldebereich

Nach Schutzauslösung und Fehlererkennung erfolgt die Fehlerortung im Meldebereich. Das ist der Bereich, auf den der Fehlerort unmittelbar nach der Fehlererkennung eingegrenzt werden kann. Im Grundsatz entspricht dieser dem Schutzbereich. Sind im betroffenen Netzbereich ferngemeldete Kurzschlussanzeiger installiert, so lässt sich durch deren Auswertung der mögliche Fehlerbereich verkleinern.

Um den Meldebereich zu ermitteln, werden im Modell ausgehend von dem Betriebsmittel, auf dem der Fehler simuliert wird, die Leitungen in alle Verzweigungen verfolgt, bis entweder ein ferngemeldeter Kurzschlussanzeiger, ein Leistungsschalter oder das Ende des Netzes erreicht ist.

Fehlerortung

Unter Fehlerortung wird hier der Suchvorgang innerhalb des Meldebereichs verstanden, der zum Ziel hat, den Fehler auf einen Leitungsabschnitt zwischen zwei Stationen oder auf eine Station einzugrenzen.

Großen Einfluss auf die Fehlerortungs- und Wiederversorgungszeiten und damit letztendlich auf die Defizitdauern an den Lasten hat die Reihenfolge, in der die Stationen vom Entstördienst angefahren werden. Dieser Vorgang kann nach einer der Grundstrategien sequentieller und binärer Fehlersuche oder nach Abwandlungen davon erfolgen.

Bei geschlossener Betriebsweise wird nach Schutzauslösung zunächst die Solltrennstelle geöffnet und alle „ausgelösten“ Leistungsschalter werden wieder eingeschaltet. Hiernach sind alle Netzanschlüsse in nicht betroffenen Abgängen wiederversorgt, die Fehlerortung erfolgt dann im Meldebereich des verbleibenden betroffenen Abgangs.

Bei der sequentiellen Suche werden die Stationen im Meldebereich nacheinander in ihrer topologischen Reihenfolge angefahren, bis ein Kurzschlussanzeiger durch den Zustand „nicht angeregt“ signalisiert, dass der fehlerhafte Leitungsabschnitt gerade übersprungen wurde oder ein Stations- oder Schaltfeldfehler beim Betreten der Station erkannt wird.

Bei der binären Suche wird der mögliche Fehlerbereich durch das Anfahren der jeweils mittleren Station halbiert, bis der Fehler auf einen Leitungsabschnitt zwischen zwei Stationen eingegrenzt ist oder ein Stations- oder Schaltfeldfehler beim Betreten der Station erkannt wird. Enthält der mögliche Fehlerbereich Verzweigungsstationen, so wird zunächst diese, bei mehreren die in der topologischen Reihenfolge vorne liegende, angefahren.

Falls keine Kurzschlussanzeiger installiert sind, wird im vorliegenden Modell davon ausgegangen, dass die Fehlerrichtung durch Anlegen einer Prüfspannung eindeutig bestimmt werden kann.

Freischaltung

Nachdem der Fehler auf einen Leitungsabschnitt zwischen zwei Stationen oder auf eine Station eingegrenzt ist, erfolgt die Freischaltung abhängig vom Fehlerort. Bild C.2 zeigt die im vorliegenden Modell zugrundegelegten Freischaltbereiche.

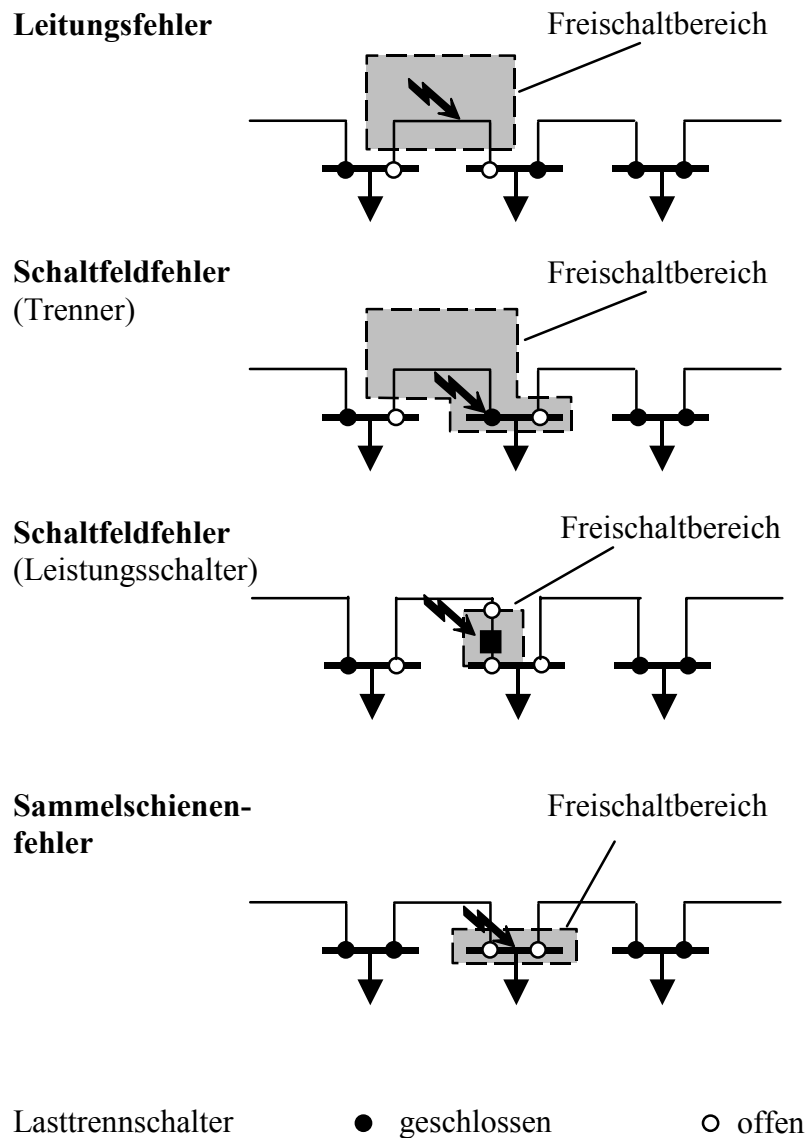


Bild C.2: Freischaltbereiche

Wiederversorgung

Nach der Fehlerfreischaltung erfolgt die Wiederversorgung durch Wiedereinschalten des Leistungsschalters und Schließen der Trennstelle bzw. durch Zuschalten der Netzreserve (Element „Netzreserve“). Beim Schließen der Trennstelle und beim Zuschalten der Netzreserve wird davon ausgegangen, dass die Belastbarkeit des Nachbarnetzes bzw. des Netzes hinter der Trennstelle ausreicht, um die Wiederversorgung in jedem Fall sicherzustellen. Es erfolgt jedoch (allerdings nur bei offener Betriebsweise) eine Überprüfung der relativen Belastung; ein Wert über 100% an einem Netzelement oder an der Netzreserve signalisiert, dass diese Versorgung möglicherweise nicht gesichert wäre. Bei Fehlern innerhalb einer Station und bei

Fehlern im Verlauf eines Stichts sind Notmaßnahmen zur Wiederversorgung erforderlich. Die Modellierung geht davon aus, dass diese Maßnahmen in ausreichendem Umfang durchführbar sind, so dass nach deren Abschluss alle Lasten wiederversorgt sind.

Zeitparameter

Das Modell unterteilt den zuvor beschriebenen Betriebsablauf in einzelne Handlungsschritte. Sie werden anhand unterschiedlicher Zeitdauern modelliert, wie in Bild C.3 dargestellt und nachfolgend erläutert.

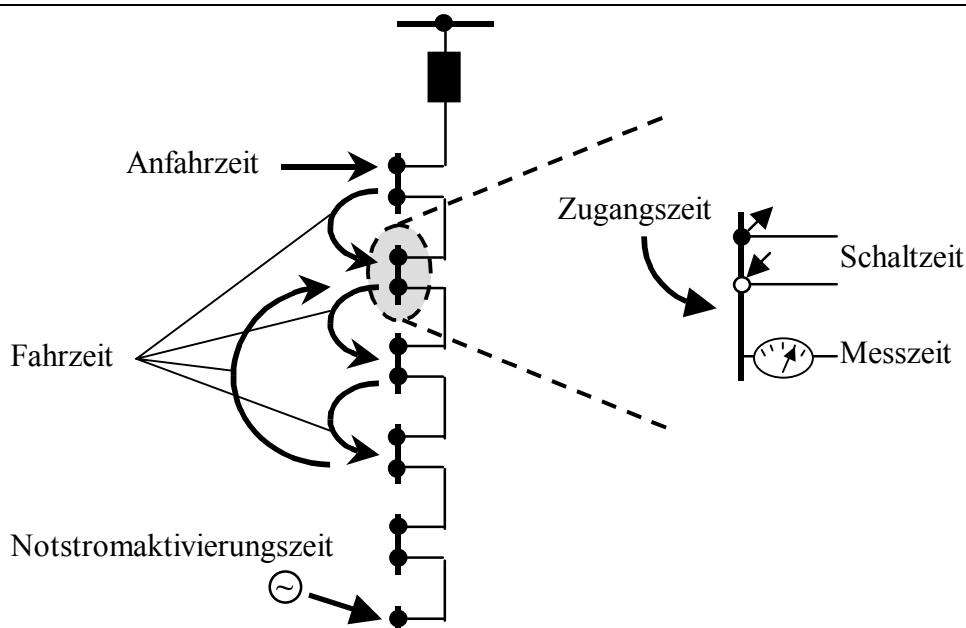


Bild C.3: Modellierte Zeitdauern

Anfahrzeit:

Diese Zeit repräsentiert alle betrieblichen Schritte vom Fehlereintritt bis zum Erreichen der im fehlerbetroffenen Abschnitt zuerst angefahrenen Station.

Fahrzeit:

Dieser Parameter beschreibt die durchschnittliche Zeit, die benötigt wird, um von einer Station im fehlerbetroffenen Abschnitt zur nächstanzufahrenden Station zu gelangen. Untersuchungen haben gezeigt, dass das Ergebnis der Bestimmung optimaler Entstörstrategien bei vereinfachten Datenmodellen zur Berücksichtigung von Fahrzeiten in der Regel nur in geringem Maße vom Ergebnis bei einem geographisch exakten Datenmodell abweicht [4].

Zugangszeit:

Die Zugangszeit umfasst die Zeit vom Erreichen des Stationsstandortes bis zum Betreten des Stationsraumes. Nach dieser Zeit können weitere Handlungsschritte wie Schalthandlungen durchgeführt werden.

Schaltzeit:

Diese Größe repräsentiert den Zeitbedarf für die Betätigung eines hand- oder fernbedienten Schalters. Sie wird als konstant für alle Schalter im betrachteten Netzbereich angenommen.

Messzeit:

Dieser Parameter beschreibt den Zeitaufwand zur Ermittlung der Fehlerrichtung in Stationsabgängen, in denen keine Kurzschlussanzeiger installiert sind. Er wird als konstant im betrachteten Netzbereich angenommen.

Zeit für das Lösen von Schlaufen:

Diese Größe repräsentiert den Zeitbedarf für das Lösen von starren Verbindungen innerhalb einer Station, also das Trennen eines Leitungsabganges, der ohne Schaltvorrichtung angeschlossen ist. Sie wird als konstant für alle derartigen Verbindungen im betrachteten Netzbereich angenommen.

Notstromaktivierungszeit:

Ist im Fall von Stationsfehlern oder Fehlern im Stich die Wiederversorgung von Lasten durch Umschaltungen nicht möglich, wird eine Notstromversorgung mittels Notstromaggregat, Stationsprovisorien oder provisorischen Kabeln erforderlich. Die Zeit, die nach Abschluss der Fehlerortung bis zur Wiederversorgung der betroffenen Lasten benötigt wird, wird als Notstromaktivierungszeit angegeben und als konstant für den betrachteten Netzbereich, das heißt als einheitlich für alle Lasten angenommen.

USV-Haltezeit:

Dieser Parameter repräsentiert die Dauer, für die eine an einem Kundenanschluss ggf. vorhandene Einrichtung zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in der Lage ist, die Leistungsanforderung zu decken. Liegt die Wiederversorgungszeit unterhalb dieser Haltezeit, so wird angenommen, dass überhaupt keine Versorgungsunterbrechung auftritt; liegt sie darüber, so entspricht die Unterbrechungsdauer der Wiederversorgungszeit abzüglich der Haltezeit.

Notstrom-Anfahrzeit:

Dieser Parameter repräsentiert die Zeit, die eine an einem Kundenanschluss ggf. vorhandene Notstromeinrichtung benötigt, um nach Eintritt der Versorgungsunterbrechung die geforderte Leistung zu decken. An Lasten, an denen derartige Einrichtungen vorhanden sind, entspricht die Hochlaufzeit der Unterbrechungsdauer.

Berechnungsergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse

Mit der durchgeführten Zuverlässigkeitsanalyse für alle Modellnetze wurde automatisch für jeden Komponentenausfall (Kmp), der mit der Häufigkeit (H_{Kmp}) auftritt, der vollständige Störungsverlauf simuliert und dabei für jeden Lastanschluss (La) ein Wert für die Häufigkeit, mit der dieser Komponentenausfall zu einer Versorgungsunterbrechung an diesem Anschluss führt ($H_{La, Kmp}$), und ein Wert für die Unterbrechungsdauer ($T_{La, Kmp}$) infolge dieses Störereignisses bestimmt. Um eine auf das Untersuchungsziel der gebietsstrukturellen Einflüsse in einem Versorgungsgebiet insgesamt zugeschnittene Auswertung zu ermöglichen, wurden diese Einzelergebnisse stufenweise zu den bekannten Kennwerten zusammengefasst, die die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems beschreiben⁶⁷:

- Komponentenausfallhäufigkeit [1/a]:
$$\sum_{\text{Komponenten}} H_{Kmp}$$
- Lastunterbrechungshäufigkeit [1/a]:
$$\sum_{\text{Lasten}} \left(\sum_{\text{Komponenten}} H_{La, Kmp} \right)$$
- Mittlere Unterbrechungsdauer [min]:
$$\frac{\sum_{\text{Lasten}} \left(\sum_{\text{Komponenten}} (H_{La, Kmp} \cdot T_{La, Kmp}) \right)}{\sum_{\text{Lasten}} \left(\sum_{\text{Komponenten}} H_{La, Kmp} \right)}$$
- Unterbrechungswahrscheinlichkeit [min/a]:
$$\sum_{\text{Lasten}} \left(\sum_{\text{Komponenten}} (H_{La, Kmp} \cdot T_{La, Kmp}) \right)$$
- DISQUAL-Unterbrechungshäufigkeit H [1/a]:

⁶⁷ Die dargestellten Formeln gelten für die Mittelspannung.

$$\frac{\sum_{\text{Lasten}} \left(\text{Scheinleistung}_{La} \cdot \left(\sum_{\text{Komponenten}} H_{La,Kmp} \right) \right)}{\sum_{\text{Lasten}} \text{Scheinleistung}_{La}}$$

- DISQUAL-Unterbrechungsdauer T [min]:

$$\frac{\sum_{\text{Lasten}} \left(\text{Scheinleistung}_{La} \cdot \left(\sum_{\text{Komponente } n} (H_{La,Kmp} \cdot T_{La,Kmp}) \right) \right)}{\sum_{\text{Lasten}} \left(\text{Scheinleistung}_{La} \cdot \left(\sum_{\text{Komponente } n} H_{La,Kmp} \right) \right)}$$

- DISQUAL-Nichtverfügbarkeit Q [min/a]:

$$\frac{\sum_{\text{Lasten}} \left(\text{Scheinleistung}_{La} \cdot \left(\sum_{\text{Komponenten}} (H_{La,Kmp} \cdot T_{La,Kmp}) \right) \right)}{\sum_{\text{Lasten}} \text{Scheinleistung}_{La}}$$