

Kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit und deren Einfluss auf Planung und Betrieb elektrischer Verteilungsnetze



AiF-Forschungsvorhaben



September 2008

Herausgeber:
Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e. V.

Postanschrift:
Postfach 81 01 69
68201 Mannheim
Deutschland

Hausanschrift:
Hallenweg 40
68219 Mannheim (Rheinau)
Deutschland

Telefon: +49 (0)6 21 / 80 47 – 100
Telefax: +49 (0)6 21 / 80 47 – 112
E-Mail: fgH@fgH-ma.de
Internet: www.fgH-ma.de

Bearbeiter:
Dipl.-Ing. Mark Meuser, FGH e.V, Aachen
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH e.V., Aachen
Dipl.-Ing. Frank Wirtz, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
Dipl.-Ing. Christian Linke, Consentec GmbH, Aachen
Dipl.-Kauffrau Alina Krupnik, team steffenhagen GmbH, Aachen

Aachen, im September 2008





Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Ziele und Ausgangspunkte des Forschungsprojektes	2
1.3	Bearbeiterkonsortium	3
1.4	Aufbau des Abschlussberichts	3
2	Analyse zum kundenbezogenen Wert der Versorgungszuverlässigkeit	4
2.1	Motivation und Vorgehen	4
2.2	Einflussgrößen	5
2.2.1	Differenzierung nach Kundengruppen	5
2.2.2	Art der Versorgungsunterbrechung	5
2.2.3	Eintrittszeitpunkt von VU	6
2.2.4	Bisher erfahrene Versorgungszuverlässigkeit	6
2.2.5	Regionale Unterschiede und Versorgungsaufgabe	7
2.2.6	Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit	7
2.3	Erfassungsmethodik	7
2.3.1	Analytisch	7
2.3.2	Empirisch	9
2.4	Darstellung und Verlauf	11
2.5	Zusammenhang Strompreisbildung und Zuverlässigkeit	12
3	Umfragegestaltung	15
3.1	Erkenntnisse aus der Analyse	15
3.2	Gewählter Aufbau der Umfrage	16
3.3	Auswahl der Stichprobe und Umfragedurchführung	17
4	Netzbezogene Kosten der Zuverlässigkeit	19
4.1	Einführung	19
4.2	Zielnetzplanung elektrischer Mittelspannungsnetze	19
4.2.1	Vorgehensweise	19
4.2.2	Optimierungsverfahren	21
4.2.3	Systemabgrenzung	22
4.2.4	Planungsvorgaben	22
4.3	Annuitätsmethode	27
4.4	Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse	28
4.4.1	Verfahren zur Berechnung der Unterbrechungshäufigkeit	28





4.4.2	Verfahren zur Berechnung der Unterbrechungsdauer	29
4.5	Modellnetzanalyse	29
4.6	Randbedingungen und Freiheitsgrade bei der Modellnetzanalyse.....	30
4.6.1	Planungsvorgaben – Versorgungsaufgaben	30
4.6.2	Planungsvorgaben – Netzstruktur und Netzausstattung.....	30
5	Umfrageergebnisse	32
5.1	Repräsentativität und Plausibilisierung	32
5.1.1	Örtliche Verteilung der Stichprobe	32
5.1.2	Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit	33
5.2	Zusammensetzung des kundenbezogenen Wertes der Zuverlässigkeit.....	35
5.2.1	Konsequenzen von VU.....	36
5.2.2	Individueller / allgemeiner Mehrwert der Versorgungszuverlässigkeit	39
5.3	Kundenzufriedenheit und grundsätzliche Zahlungsbereitschaft	40
5.3.1	Zufriedenheit mit der aktuellen Versorgungszuverlässigkeit.....	40
5.3.2	Grundsätzliche Veränderungs- und Zahlungsbereitschaft	41
5.4	Akzeptanzschwellen	44
5.5	Freie Zahlungsbereitschaften	48
5.6	Zahlungsbereitschaft bei geführter Befragung.....	48
5.7	Direkte Schadenskosten	53
5.8	Investitionen in Gegenmaßnahmen	54
6	Auswertung	57
6.1	Internationale Einordnung	57
6.1.1	Teilnahmequote.....	57
6.1.2	Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit	58
6.1.3	Gewünschte Versorgungszuverlässigkeit	62
6.2	Interner und internationaler Vergleich der Erfassungsansätze.....	63
6.2.1	Kundenschadensfunktionen	63
6.2.2	Ansätze über Versorgungsniveaus	65
6.3	Internalisierung der kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung	68
6.4	Einfluss der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit.....	78
6.5	Einfluss der Versorgungsaufgabe	79
6.5.1	Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit	80
6.5.2	Akzeptanzschwellen der Unterbrechungshäufigkeit und -dauer.....	80
7	Zusammenfassung.....	82
8	Referenzen	84
9	Anhang.....	87





9.1	Begrifflichkeiten und Abkürzungsverzeichnis	87
9.2	Fragebogen Haushalte Version I	90
9.3	Fragebogen Haushalte Version II	105
9.4	Fragebogen Unternehmen	123
9.5	Datenbasis	141
9.5.1	Allgemeine Kostenvorgaben für 20(10)-kV-Netze	141
9.5.2	Technische Daten der 20(10)-kV-Betriebsmittel.....	142
9.5.3	Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel (20-kV-Netze mit Erschlusskompensation)	142
9.5.4	Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel (10-kV-Netze mit Erschlusskompensation)	143
9.5.5	Kenngrößen der Störungsbeseitigung in 20(10)-kV-Netzen.....	143





1 Einleitung

1.1 Motivation

Der Betrieb der Netze als „natürlicher“ Monopolbereich des liberalisierten Elektrizitätsmarktes wird europaweit den von Regulierungsbehörden künstlich erzeugten Marktmechanismen unterworfen, indem Kosten- oder Erlösvorgaben entwickelt werden und Quervergleiche zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Dazu gehört, dass eine Regulierung nicht eindimensional nur Preis des Produktes „Verteilung elektrischer Energie“ betrachten kann, sondern ebenfalls als Regulativ im wahrsten Sinne des Wortes auch die dem Kunden gebotene Versorgungsqualität als Messgröße für die Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers heranzieht.

Als zentraler und durch die Regulierung derzeit am intensivsten adressierter Aspekt der Versorgungsqualität [1] steht dabei die Versorgungszuverlässigkeit im Fokus, die Häufigkeit, Dauer, Umfang und Zeitpunkt von Versorgungsunterbrechungen (VU) beschreibt. Das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit wird zu mehr als 80% durch die Verteilungsnetze der Mittel- und Niederspannungsebene bestimmt [2], dies aufgrund ihrer typischerweise strahlen- oder ringförmigen Struktur und des nicht vermaschten Betriebs.

Die Überlegungen der Regulierungsbehörden gehen dabei von dem in Bild 1 skizzierten Zusammenhang zwischen Kostenbestandteilen und monetären Bewertungen mit der Versorgungszuverlässigkeit aus, der sich aus einer gesamtheitlichen monetären Betrachtung ergibt.

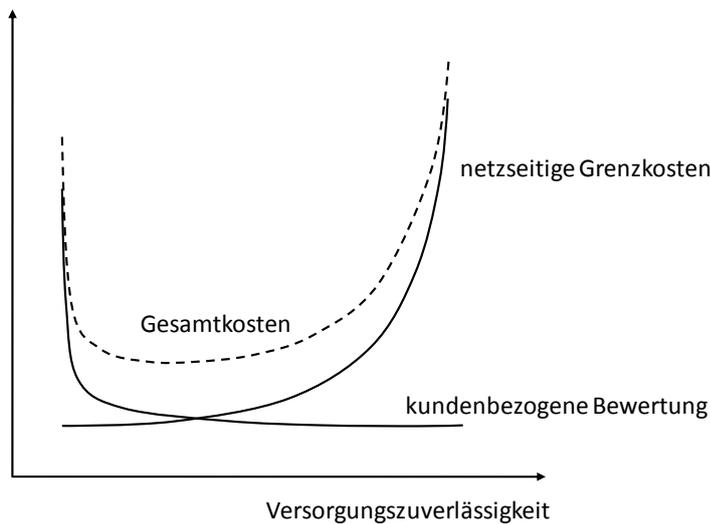


Bild 1: Schematische Darstellung der aggregierten Gesamtkosten der Versorgungszuverlässigkeit

Eine bessere Versorgungszuverlässigkeit ist – wie aufgrund üblicher Preis-Qualitäts-Kopplungen allgemein angenommen und auch durch Untersuchungen anhand modellhafter Versorgungsaufgaben bestätigt wird [z.B. 3, 4] - im Regelfall mit höheren Netzkosten verbunden, da sie durch höhere Verfügbarkeit der Netzbetriebsmittel, durch zusätzliche Redundanz in der Netzstruktur oder verbesserte Sekundärtechnik und Netzbetriebsführung erkaufte werden muss. Bei reiner Regulierung der Netzkosten besteht somit die Gefahr, dass Einsparungen zu Lasten der Versorgungszuverlässigkeit erfolgen. Dem kann entgegengewirkt werden, wenn die Versorgungszuverlässigkeit monetär erfasst und in



einer gesamtheitlichen Betrachtung berücksichtigt wird. In der schematischen Überlegung wird sich, da eine höhere Versorgungszuverlässigkeit stetig höher bewertet wird, ein Gesamtkostenminimum ergeben, das dem anzustrebenden Versorgungszuverlässigkeitsniveau entspricht.

Ausgehend von einer gesamtheitlichen Betrachtung muss sich die monetäre Bewertung an den Kundenbedürfnissen orientieren. Diese sind jedoch trotz einer Vielzahl seit Beginn der 80iger Jahre durchgeführter Kundenbefragungen (z.B. Übersicht in [5]) nicht gesichert monetär quantifizierbar, insbesondere nicht für Deutschland. Die je nach Region unterschiedliche Ausstattung mit elektrischen Geräten und deren Benutzungsschema führt zu Variationen in der Abhängigkeit von der Versorgung mit elektrischer Energie und Sensitivität gegenüber VU und macht daher jeweils eigene Untersuchungen erforderlich. Außerdem lassen die vorliegenden Ergebnisse eine Abhängigkeit vom gewohnten Zuverlässigkeitsniveau erahnen. Vor diesem Hintergrund ist es nicht weiter erstaunlich, dass die Bundesnetzagentur als deutsche Regulierungsbehörde mittelfristig eine Kundenbefragung plant [6] und Ergebnisse derartiger Untersuchungen wesentlich zur Gestaltung der Qualitätsregulierung beitragen sollen [7].

1.2 Ziele und Ausgangspunkte des Forschungsprojektes

Zentrales Ziel des Forschungsprojekts ist die Erfassung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit. Das Forschungsprojekt basiert in seiner Konzeption auf folgenden Ausgangspunkten:

- Der kundenbezogene Wert der Versorgungszuverlässigkeit soll durch eine Umfrage ermittelt werden, da diese im Ausland die am weitesten verbreitetste Methode ist und sie auch in Deutschland angewendet werden soll. Andere Methoden werden in der Analyse nur kurz behandelt.
- Die Befragung richtet sich an Letztverbraucher, die ihre elektrische Energie aus der Niederspannungsebene beziehen, da sie den Großteil aller Kunden stellen, durch die Regulierung vorrangig adressiert werden und eine Erfassung des kundenbezogenen Zuverlässigkeitswertes für dieses umfangreiche, aber inhomogene Verbraucherkollektiv die größten Probleme aufwirft.
- Für die Ermittlung des Wertes, den die Kunden der Versorgungszuverlässigkeit zumessen, wird - wie die bisherigen Umfragen zeigen, die Betrachtung der bei einer VU auftretenden materiellen Schäden vermutlich unzureichend sein. Viel mehr ist zu erwarten, dass auch immaterielle Komponenten existieren, etwa zur Vermeidung von Ärger und Unannehmlichkeiten oder sogar in Form eines Mehrwertes für das Gemeinwohl. Die Umfrage muss also so konzipiert werden, dass alle Komponenten in die Wertermittlung einfließen können.

Diese Überlegungen bedingen eine Anwendung verschiedener Erfassungsansätze, was zudem die Möglichkeit eröffnet, Erfahrungen zu sinnvollen Vorgehensweisen und Belastbarkeiten der Ergebnisse sammeln, die in weitergehenden Untersuchungen berücksichtigt werden sollen.

Aufgrund der beschränkten Ressourcen und der Komplexität des Themas ist zu erwarten, dass mit dem Forschungsprojekt keine abschließenden, quantitativ hoch belastbaren Ergebnisse zu erzielen sind, zumal sich eine dazu konzipierte Umfrage auf eine Erfassungsmethodik wird beschränken müssen. Dennoch ist bei der Konzeption darauf zu achten, dass die wesentlichen Erkenntnisse hinreichend belastbar abgeleitet werden können.

Außerdem sollen die gewonnenen Erkenntnisse verwendet werden, um Aussagen zu Auswirkungen einer Internalisierung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit bei Kostenbetrachtungen der Netzbetreiber zu ermitteln. Es ist auch nachzuweisen, inwiefern im Netz bei üblicher Durchmischung der Kunden sich individuell abweichende Zuverlässigkeitsanforderungen auswirken.



1.3 Bearbeiterkonsortium

Unter der Leitung der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Mannheim/Aachen hat das folgende Konsortium das Forschungsprojekt bearbeitet, wobei nachfolgend die jeweiligen Tätigkeitsschwerpunkte genannt werden:

- Die FGH konzentrierte sich auf die Analyse der bisher international durchgeführten Kundenumfragen, die Analyse der Umfrageergebnisse hinsichtlich ihrer Belastbarkeit und Interpretation sowie der Ableitung eines kundenbezogenen Zuverlässigkeitswertes und auf die möglichen Schlussfolgerungen bei gesamtheitlicher Betrachtung nach Bild 1.
- team steffenhagen GmbH, Aachen, konzipierte als Marktforschungsorganisation in intensiver Zusammenarbeit mit den anderen Projektpartnern die Umfrage, führte diese im eigenen Haus durch und sorgte für die Auswertung.
- Consentec GmbH, Aachen und das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) brachten ihre Erfahrungen mit der und unterschiedlichen Werkzeuge für die Ermittlung netzbezogener Grenzkosten unter Versorgungszuverlässigkeitsvorgaben in das Projekt ein und brachten sich in die Diskussionen zur inhaltlichen Gestaltung der Umfrage sowie der Ergebnisauswertung ein.

Für die netzbezogenen Untersuchungen stellten Mitglieder des projektbegleitenden Ausschusses Daten zu Ausschnitten aus ihren Netzen zur Verfügung.

1.4 Aufbau des Abschlussberichts

In Kapitel 2 dieses Berichtes erfolgt zunächst eine Analyse bisheriger national und international durchgeführter Studien zur Erfassung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit hinsichtlich der Erfassungsansätze und –methodik. Basierend auf den Ergebnissen der Analyse erfolgt die Entwicklung einer vorteilhaft diversifizierten Erfassungsmethodik und die Darstellung der Umfragegestaltung in Kapitel 3. Eine detaillierte Diskussion der Umfrageergebnisse der einzelnen Erfassungsansätze erfolgt in Kapitel 5. Abschließend werden in Kapitel 6 die Umfrageergebnisse analysiert und ausgewertet, die einzelnen Erfassungsansätze mit einander verglichen und im internationalen Vergleich eingeordnet.



2 Analyse zum kundenbezogenen Wert der Versorgungszuverlässigkeit

2.1 Motivation und Vorgehen

In den vergangenen Jahren und Jahrzehnten wurden international eine Reihe von Studien zur Erfassung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit und zur Quantifizierung des vom Kunden präferierten Zuverlässigkeitsniveaus durchgeführt [5, 12 - 20]. Bei strukturell ähnlichen Ländern ergeben sich dabei zwar generell gleichförmige Abhängigkeiten, die Höhe der ermittelten Kosten kann aber durchaus deutlich variieren, wie Bild 2 beispielhaft für den skandinavischen Raum zeigt [8]. Dies ist auf unterschiedliche Detaillierungsgrade in der Erfassung, insbesondere aber auch auf unterschiedliche Befragungstechniken zurückzuführen. So wurden Haushalte in Dänemark im Gegensatz zu Norwegen und Schweden nicht nach den direkt entstehenden Schäden, sondern nach dem Aufwand für eigene Vorsorgemaßnahmen gefragt, so dass auch der immaterielle Wert der Versorgungszuverlässigkeit wie Unannehmlichkeiten einfließt. Außerdem unterscheiden sich die dort erfragten Kosten von VU naturgemäß zwischen verschiedenen Kundensektoren.

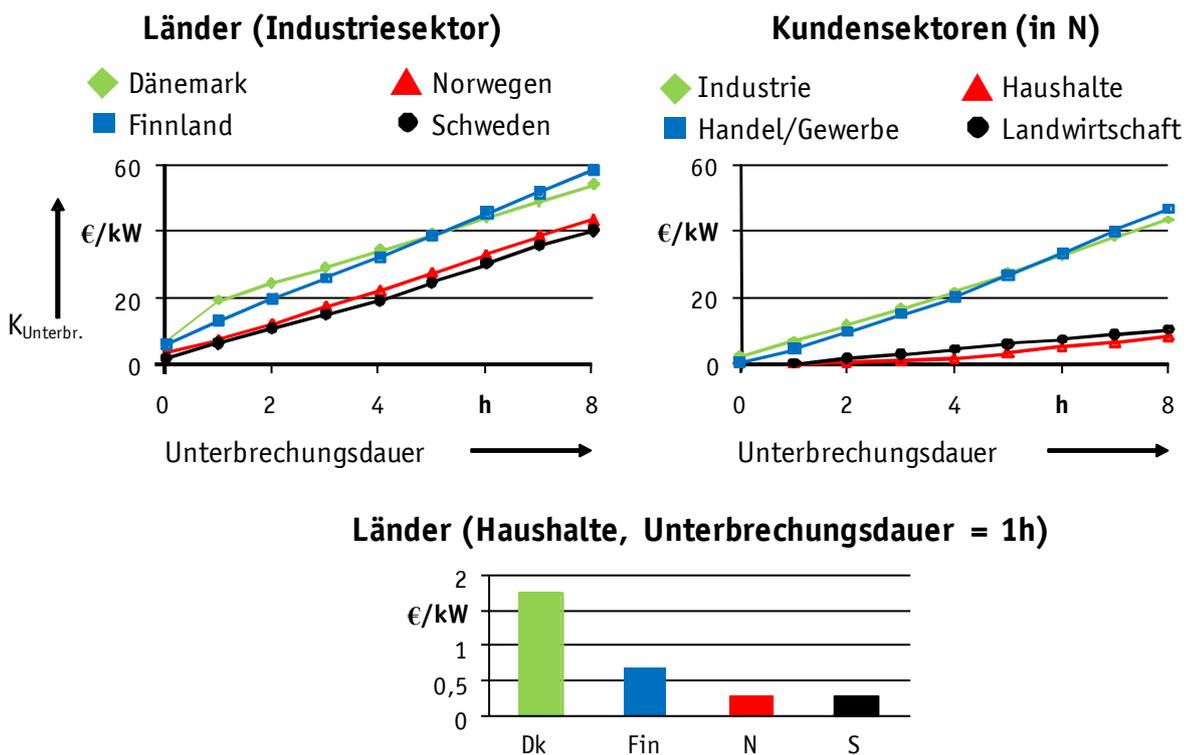


Bild 2: Kosten von VU: Umfrageergebnisse am Beispiel Skandinavien

Aus den Umfragen und deren Ergebnissen lassen sich auf diese Weise verschiedene Einflussgrößen auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit ableiten und angewendete Erfassungsmethodiken klassifizieren. Im Folgenden werden beide Aspekte dahingehend analysiert, ob



sie bei der Umfrage im Forschungsprojekt berücksichtigt werden sollen. Bei dieser Bewertung werden die in Kapitel 1.2 getroffenen Randbedingungen vorausgesetzt.

2.2 Einflussgrößen

2.2.1 Differenzierung nach Kundengruppen

Üblicherweise wird die untersuchte Stichprobe zumindest in zwei, häufig auch drei, in ihrem Verbrauchsverhalten und der erwarteten Zusammensetzung und Höhe des Schadens durch VU signifikant unterschiedliche Gruppen unterteilt. Während bei privaten Haushalten nur geringe materielle Schäden bei Stromausfällen zu erwarten sind, dominieren bei kleinen und mittelgroßen Unternehmen (KMU) aus dem Gewerbebereich Verdienstausfälle durch Ausfall der Informationstechnik und Telekommunikation [14]. Dieser Modellvorstellung folgend sind die Schadenskosten vor allem proportional zur Unterbrechungsdauer. Die dritte international häufig verwendete Kundengruppe sind Industriebetriebe, da hier typischerweise Schäden durch Produktionsausfall mit allerdings branchenspezifisch charakteristischem Schadensverlauf dominieren. Dies hat in einzelnen Umfragen zum Bestreben geführt, die einzelnen Branchen noch weiter zu differenzieren. Der Gesamtschaden weist hier oftmals einen Bestandteil auf, der durch das aufwendige Wiederanfahren des Produktionsprozesses und Schäden an Produktionsanlagen wie Produkten infolge der VU entsteht (s. Bild 2). Es treten somit bereits hohe Schäden bei kurzen VU auf, die sich bei länger andauernden VU nur in vergleichsweise geringem Maße ausweiten [19]. Schließlich ist offensichtlich, dass die materiellen Schäden in der absoluten Höhe stark kundengruppenspezifisch sind.

Das Forschungsprojekt konzentriert sich auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für Letztverbraucher mit Netzanschluss an die Niederspannungsebene. Industriebetriebe werden üblicherweise aufgrund der hohen Energieintensität des Fertigungsprozesses in den überlagerten Mittel- und Hochspannungsebenen angeschlossen und daher nicht betrachtet. Zu erfassende Kundengruppen sind demnach private Haushalte und Unternehmen vornehmlich aus dem Gewerbebereich.

Eine Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit über die gesamte Kundenpopulation in einem oder mehreren Netzgebieten bzw. hier im gesamten Bundesgebiet der Bundesrepublik Deutschland erfordert neben Kenntnis der Bewertung durch einzelne Kundengruppen auch die Kenntnis der Zusammensetzung der Population im betrachteten Gebiet selbst. Hierzu bieten sich vorhandene statistische Klassifikationen, z.B. die Klassifikation nach Wirtschaftszweigen des statistischen Bundesamtes an, da dann auch die Zusammensetzung der Kundenpopulation, zumindest auf Bundes- bzw. Landesebene, bereits bekannt ist. Grundlage für die Wahl der Tiefe der Differenzierung ist der Umfang der Stichprobe, da sich die der späteren Auswertung je Kundengruppe zugrundeliegende Grundgesamtheit mit zunehmender Differenzierung immer weiter reduziert und somit die statistische Belastbarkeit den begrenzenden Faktor darstellt.

2.2.2 Art der Versorgungsunterbrechung

VU können grundsätzlich unterschieden werden nach geplanten VU mit Voranmeldung durch den Netzbetreiber, etwa bei notwendigen Wartungsarbeiten an den Netzbetriebsmitteln und stochastischen ungeplanten VU. Geplante VU können prinzipiell auf weniger kritische Tageszeiten, z.B. nachts gelegt werden und sind daher grundsätzlich anders zu bewerten als stochastische VU. Aktuelle Untersuchungen nennen eine etwa um den Faktor 2 verminderte Zahlungsbereitschaft der Kunden zur Reduktion der Häufigkeit von geplanten VU gegenüber der Reduktion von ungeplanten VU [z.B. 16]. Die Studie legt den Fokus daher auf ungeplante VU, jedoch werden zur Abschätzung des Einflusses einer Voranmeldung von VU auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit in



einzelnen Erfassungsansätzen auch geplante VU berücksichtigt. Grundsätzlich von vollständigen VU zu unterscheiden sind Merkmale der Spannungsqualität, wie Spannungseinbrüche, Flicker und Oberschwingungen. Diese werden im Rahmen dieser Studie nicht adressiert. Jedoch können auch diese Qualitätsaspekte je nach Empfindlichkeit der Verbrauchsgeräte und Auftreten im Netz zur Störung von Geräten führen, so dass die Effekte vom Letztverbraucher nur schwer unterschieden werden können. Diesem Problem könnte durch geeignete Erläuterungen in der Umfrage begegnet werden.

2.2.3 Eintrittszeitpunkt von VU

International durchgeführte Studie [z.B. 15] zeigen einen signifikanten Einfluss des Zeitpunktes des Störungseintritts hinsichtlich Jahreszeit, Wochentag und auch Tageszeit. Dies erscheint vor dem Hintergrund einer insbesondere im nicht-industriellen Bereich zumeist nicht zeitkontinuierlichen Wertschöpfung sowie der dementsprechend charakteristischen Arbeits- und Freizeitzeiten von Privatpersonen (Haushalten) plausibel. Allerdings ist der Zeitpunkt des Störungseintritts von stochastischen und damit ungeplanten VU vom Netzbetreiber nicht zu beeinflussen. Bei geplanten VU ist der Zeitpunkt üblicherweise beschränkt beeinflussbar, jedoch sind diese hinsichtlich der auftretenden Schäden grundsätzlich signifikant geringer einzuschätzen.

Eine zeitdifferenzierte Erfassung ist daher nur insofern erwägenswert, wenn dies die Umfrage erleichtert oder für eine faire Beurteilung unbedingt erforderlich ist. Prinzipiell kann beim Befragten eine Umfrageerleichterung durch die Vorgabe konkreter Szenarien erreicht werden (etwa 10:00 Uhr im Sommer oder 20:00 Uhr im Winter), da der Befragte sich dann ein konkretes aktuelles Verbraucherverhalten und daraus resultierende Abhängigkeit von elektrischer Energie vor Augen führen kann. Ohne Zeitdifferenzierung besteht die Gefahr, dass der Befragte gedanklich sein jeweiliges *Worst-Case*-Szenario zur Grundlage seiner Bewertung macht. Jedoch ist für den Haushaltsbereich das Verbraucherverhalten aufgrund unterschiedlicher Arbeitszeiten und Lebensstile nach Erfahrung der Marktforschung keineswegs so homogen wie allgemein angenommen. Demzufolge müsste eine Vielzahl von Zeitpunkten erfragt werden, wobei letztendlich auch noch die aktuellen Witterungsbedingungen als wesentlicher Einflussfaktor zu variieren wären. Dies sprengt allerdings den möglichen Umfang des Forschungsprojektes und die Möglichkeiten einer telefonischen Abfrage. Bei kleinen und mittleren Unternehmen ist der Schaden nachmittags höher als vormittags oder abends und allgemein tagsüber deutlich höher als nachts. Zudem wird der Schaden im Winter als deutlich höher angegeben als im Sommer [15]. Es ist zu erwarten, dass die angegebenen Zusammenhänge, insbesondere die jahreszeitlichen, witterungsabhängig und auch je nach Branche deutlich unterschiedlich sein können. Aus diesen Überlegungen heraus, bleibt im Forschungsprojekt der Zeitpunkt des Störungseintritts unberücksichtigt.

2.2.4 Bisher erfahrene Versorgungszuverlässigkeit

Eine mögliche Erklärung für die Streuung der Ergebnisse internationaler Studien zur kundenseitigen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit liegt in den signifikant unterschiedlichen Niveaus der derzeitigen Versorgungszuverlässigkeit in den untersuchten Ländern (siehe z.B. [1]). Es erscheint zunächst plausibel, dass der Grad der Sensibilisierung für die Konsequenzen von Stromausfällen durch eigene Erfahrung einen Einfluss auf die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit haben kann. Dieser Aspekt wurde bisher international wenig untersucht und soll daher im Rahmen dieser Studie genauer analysiert werden.

Zahl und Dauer der individuell in der nahen Vergangenheit erlebten VU hängt dabei von zwei Faktoren ab:

- Zum Einen kann ein Letztverbraucher infolge des stochastischen Störungsgeschehens zufällig in der letzten Zeit besonders stark oder überhaupt von VU betroffen gewesen sein. Diese Erfahrung ist demnach bei einer Umfrage geeignet zu erfassen.



- Außerdem ist aus zahlreichen Untersuchungen bekannt [3,4,9,10], dass das Netzkonzept und dessen Betriebsweise, insbesondere aber – da die verfolgten Konzepte oftmals vergleichbar sind – die sogenannte Versorgungsaufgabe zu regionalen Zuverlässigkeitsunterschieden führt (s. nächster Abschnitt).

2.2.5 Regionale Unterschiede und Versorgungsaufgabe

Neben möglichen kulturellen Unterschieden bei sehr großen Gebieten [z.B. 15], können regional unterschiedliche Bewertungen der Versorgungszuverlässigkeit auf signifikante Unterschiede in der erlebten Häufigkeit und Dauer von Stromausfällen und damit häufig der Versorgungsaufgabe begründet liegen. Neuere Untersuchungen für die Niederlande zeigen zwar keinen signifikanten regionalen Einfluss [12], dennoch erscheint eine Differenzierung nach Versorgungsaufgabe, auch wegen des Einflusses auf die netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit (Kapitel 4) im Rahmen dieser Studie sinnvoll.

2.2.6 Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit aus Sicht des Kunden wird üblicherweise durch folgende Kenngrößen beschrieben:

- Die Unterbrechungshäufigkeit beschreibt die Anzahl der VU in einem Bezugszeitraum.
- Die Dauer zwischen Eintritt und Ende einer VU ist die Unterbrechungsdauer.
- Die kumulierte Dauer von VU, d.h. die Summe aller im Betrachtungszeitraum aufgetretenen VU bezogen auf diesen Zeitraum wird als Nichtverfügbarkeit bezeichnet.

Für die Abhängigkeit zwischen Schadenskosten und Unterbrechungsdauer sind auf Basis der bisher durchgeführten Umfragen durchaus nichtlineare Verläufe möglich (s. auch Abschnitt 2.1), so dass diese Kenngröße in jedem Fall betrachtet werden muss. Würde jede einzelne VU in der monetären Schadensbewertung (materiell und immateriell) gleich bewertet, so wäre die alleinige Betrachtung des Merkmals (durchschnittliche) Unterbrechungsdauer zur Bestimmung der kundenseitigen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit hinreichend. Die Möglichkeit einer solchen Skalierung wird in der Literatur jedoch uneinheitlich bewertet [12,14,15]. So ist es durchaus denkbar, dass aufgrund der immateriellen Folgen, etwa größeres Unbehagen, einer VU die zweite oder dritte VU höhere Schadenskosten besitzt. Hinsichtlich der netzseitigen Maßnahmen zur Realisierung eines Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit lassen sich Dauer und Häufigkeit von VU nahezu entkoppelt betrachten (Kapitel 4). Aus diesen Gründen wird auch die Unterbrechungshäufigkeit in die Analyse einbezogen, zumal sich aus einer separaten Erfassung der Bewertung von Dauer und Häufigkeit von VU Hinweise auf die zukünftig zu präferierende Gestaltung der Verteilungsnetze gewinnen lassen [12]. Damit ist auch die Nichtverfügbarkeit festgelegt, die sich jedoch aufgrund ihrer Komplexität nicht als Abfragemerkmal in einer Umfrage eignet.

2.3 Erfassungsmethodik

2.3.1 Analytisch

Neben dem Umfrageansatz werden international auch analytische, auf volkswirtschaftlichen Überlegungen basierende, Methoden zur Ermittlung des Wertes der Versorgungszuverlässigkeit angewendet. Die Bestimmung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit erfolgt durch Abschätzung der Schadenskosten bei VU auf Grundlage von Expertenwissen zu Produktionsprozessen und zur Wertschöpfung bei Unternehmen bzw. zur Wertminderung der betroffenen Freizeit bei



Haushalten. Diese Ansätze sind insbesondere deswegen attraktiv, weil sie auf relativ wenige Daten aufbauen, die aus existierenden Statistiken gewonnen werden können. Ein grundsätzliches Problem analytischer Erfassungsansätze stellt die Schwellwertbehandlung, also die Frage ab wann überhaupt erst ein Schaden auftritt bzw. Diskontinuitäten im Schadensverlauf dar. Ein einfaches Beispiel für einen solchen Schwellwert stellen Schäden durch verdorbene Lebensmittel im Haushalts- und Handelsbereich durch Ausfall der Kühlung (Kühlschrank, Tiefkühltruhen und -theken) dar. Der Zeitpunkt, ab dem ein Lebensmittel vom Verbraucher als verdorben und damit als Schaden gewertet wird ist zudem von der individuellen Auffassung bzw. Risikobereitschaft abhängig und nicht eindeutig definiert.

Auch wenn im Projekt im Hinblick auf die von der Bundesnetzagentur geplante Umfrage in Deutschland, die vielfältigen internationalen Erfahrungen und die Schwierigkeiten bei der Anwendung einer analytischen Ermittlung für Haushaltskunden der empirische Umfrageansatz angewendet werden soll, werden die analytischen Ansätze kurz analysiert. Die dort verfolgten Ansätze können Hinweise auf weitere Einflussfaktoren geben und die Ergebnisse des Forschungsprojektes sollen auch in Relation zu denen analytischer Ansätze im Ausland diskutiert werden.

Unternehmen

In einem international weit verbreiteten Ansatz wird der in Folge von VU entstandene Schaden unter Annahme einer zeitlich kontinuierlichen Wertschöpfung im Unternehmen und unter der Voraussetzung einer dann vollständig unterbrochenen Wertschöpfung durch anteilige Gewichtung der Jahreswertschöpfung mit der Unterbrechungsdauer der VU abgeschätzt [13]. Beide Annahmen müssen als unrealistisch angesehen werden, da zum einen insbesondere bei kleinen und mittleren Unternehmen keine kontinuierliche Wertschöpfung vorliegt, sondern sich diese meist auf Werkzeuge mit den üblichen Arbeitszeiten konzentriert und zum anderen auch nicht allgemein von einer vollständigen Unterbrechung der Wertschöpfung in Folge einer VU ausgegangen werden kann, weil z.B. auch stromabhängige Arbeitsprozesse zeitlich verschoben werden können (z.B. Vorziehen der Mittagspause, etc.). Bei industriellen Verbrauchern vernachlässigt diese Betrachtungsweise zudem den nichtlinearen Verlauf der Schadenskosten (Kapitel 2.2.6 und 2.1) mit hohen Kosten auch bei kurzen VU.

Bei Kenntnis der in Folge einer VU tatsächlich nicht zeitgerecht gelieferten Energie kann die Methodik dahingehend verfeinert werden, dass eine Gewichtung der Jahresproduktion/-wertschöpfung mit dem Verhältnis aus nicht zeitgerecht gelieferter Energie zum Jahresstromverbrauch erfolgt und somit Zeitabhängigkeiten Einfluss auf die Bewertung haben können. Eine solche Messung liegt jedoch nicht flächendeckend, insbesondere nicht bei kleineren Unternehmen, vor. Neben diesen Methoden sind prinzipiell eine Vielzahl anderer Methodiken denkbar, die in anderen Wirtschaftsbereichen für die Bewertung von Ausfällen und Zerstörungen, etwa bei Landschaftsgebieten, angewendet werden, sie werden jedoch in der Fachwelt als weniger geeignet beurteilt [24,25]. Lediglich die allerdings bisher kaum durchgeführte auch für Haushalte anwendbare Abschätzung der Schäden durch VU über beobachtbares Marktverhalten z.B. Ausgaben für Gegenmaßnahmen (Notstromaggregate, etc.) erscheint anwendbar.

Haushalte

Bei Haushaltskunden steht ein analytischer Ansatz vor dem Problem, das dort kaum materielle Schäden auftreten. Daher wird oft ein Ansatz gewählt, der eine Abschätzung der Schadenskosten durch Stromausfälle über eine gewichtete monetäre Bewertung der vom Stromausfall betroffenen Zeit, meist Freizeit vornimmt. In der Literatur wird entweder von einer vollständigen Entwertung der (Frei-)zeit bei Stromausfall ausgegangen [13,21] und der Wert der (Frei-)zeit mit dem durchschnitt-



lichen Gehalt bei Berufstätigen bzw. 50% dieses Gehaltes bei Nicht-Berufstätigen abgeschätzt. Diesem Ansatz hinterlegt ist die Idee, dass die Menschen „Arbeiten um zu leben“. Es wird also unterstellt, dass die Menschen länger arbeiten würden, wenn die Freizeit einen geringeren Wert als das (individuelle) Gehalt hätte. Der Wert der elektrischen Versorgung ist damit das Produkt der Nichtverfügbarkeit mit dem (durchschnittlichen) Nettostundenlohn. Problematisch sind insbesondere die Voraussetzung einer vollständigen Entwertung der Freizeit, die erforderliche Tätigkeitsanalyse zur Abschätzung des Anteils der Bevölkerung, die zu einem bestimmten Zeitpunkt einer Freizeitbeschäftigung nachgehen, und der z.B. infolge der erforderlichen Neueinstellung von Geräten auch bei VU während der Arbeitszeit entstehenden Schaden.

2.3.2 Empirisch

Bei der empirischen Erfassung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit werden Schadenskosten bei Stromausfällen bzw. Zahlungsbereitschaften für ein verändertes Zuverlässigkeitsniveau per Umfrage ermittelt.

Umfragemedium

Die Befragung kann dabei grundsätzlich über verschiedene Medien mit den angeführten Vor- und Nachteilen erfolgen:

- per Telefon
 - persönlicher Kontakt, deshalb hohe Antwortrate zu erwarten
 - Komplexität und Umfang der Fragestellung eingeschränkt
 - Dauer der Befragung beschränkt (erfahrungsgemäß nicht mehr als 15 Minuten)
- per Post/Email (Fragebogen inkl. Erläuterungen in Textfassung)
 - kein persönlicher Kontakt, daher keine/verminderte Rückfragemöglichkeit bei Unklarheiten
 - hohe Hemmschwellen
 - geringe Antwortrate
 - kostengünstig
- per Internet (per Web-Interface)
 - kein Einfluss auf Auswahl der Befragten, daher mangelnde Repräsentativität (Grad der Internetnutzung inhomogen über verschiedene Bevölkerungsgruppen)
 - kein persönlicher Kontakt, daher keine/verminderte Rückfragemöglichkeit bei Unklarheiten
 - unklare Antwortrate
 - sehr kostengünstig
- im persönlichen Gespräch beim Befragten
 - wegen persönlichem Kontakt höchste Antwortrate zu erwarten
 - optimal bei komplexer Fragestellung durch Möglichkeit direkter Hilfestellung bei Unklarheiten
 - sehr kostenaufwendig



Umfragemethodik

Das Art und Formulierung der Fragestellung können erheblichen Einfluss auf das Antwortverhalten bei einer Kundenumfrage haben [26]. Um eine Verfälschung der Umfrageergebnisse durch ein bewusst gesteuertes Antwortverhalten der Befragten (üblicherweise in Richtung sehr hoher Schäden bei Stromausfällen) zu vermeiden, wird in Fachkreisen derzeit als Umfragemethodik eine Form der indirekten Befragung, die Conjoint-Analyse [27] favorisiert. Hierbei werden verschiedene Einflussfaktoren auf die Bewertungsgröße in Szenarien mit jeweilig unterschiedlichen Ausprägungen zusammengefasst (Bild 3). Dem Befragten wird dann die Aufgabe zugeteilt, die Szenarien in die von ihm präferierte Reihenfolge zu bringen. Da jedes Szenario auch eine monetäre Angabe beinhaltet, lassen sich aus den Bewertungsreihenfolgen monetäre Bewertungen der Einflussfaktoren errechnen.

Nachteilig ist die hohe Komplexität der Fragestellung aufgrund der Vielzahl der erfassten Aspekte innerhalb eines jeden Szenarios. Die Conjoint-Analyse setzt demnach zur Beherrschung der Komplexität eigentlich voraus, dass der Befragte zum Betrachtungsgegenstand bereits ein grobes Bewertungsmodell verinnerlicht hat. Dies kann bei der Bewertung einer Wohnung z.B. hinsichtlich Größe, Lage, Balkon und Mietpreis vorausgesetzt werden, beim Durchschnitt der Bevölkerung bezüglich der nur selten auftretenden VU der elektrischen Energieversorgung aber nicht. Statistisch erfährt der Niederspannungs-Letzterverbraucher im Durchschnitt etwa alle 3 Jahre eine VU mit einer mittleren Dauer von 1 Stunde [2]. Zudem ist eine solche Befragung offensichtlich telefonisch nicht durchführbar, doch nur bei diesem Vorgehen sind kostengünstig die für die Repräsentativität der Ergebnisse erforderlichen hohen Fallzahlen zu erreichen. Daher wurde im Forschungsprojekt vom Einsatz einer indirekten Methode wie der Conjoint-Analyse abgesehen.

<ul style="list-style-type: none"> • 1 pro Jahr • 15 Minuten • Sommer • Off Peak • Nicht angekündigt • Rechnung: -10% 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 pro Jahr • 15 Minuten • Sommer • Peak • Ankündigt • Rechnung: +/-0% 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 pro Jahr • 4 Stunden • Winter • Peak • Nicht angekündigt • Rechnung: +10% 	<ul style="list-style-type: none"> • Bisheriger Status Quo
---	--	--	---

Bild 3: Beispiel für Szenarien bei einer Umfrage mittels Conjoint Analyse (Beispielhafte Darstellung in Anlehnung an [17])

Die einfachste und daher für eine komplexe und abstrakte Fragestellung wie die Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit geeignetste Methodik ist die direkte Befragung, hinsichtlich der Zahlungsbereitschaften auch als kontingente Bewertungsmethode bezeichnet¹. Folgende Vorgehensweisen für die Befragung sind dabei möglich:

- direkte Bewertung einer konkreten realen oder hypothetischen Ausfallsituation
 - Erwartete materielle/immaterielle Schadenskosten bei einer VU definierter Dauer
 - Erfahrene materielle/immaterielle Schadenskosten bei einer erlebten VU
 - Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung einer VU definierter Dauer
 - Wunsch nach Kompensation bei einer VU definierter Dauer

¹ Contingent Valuation Method (CVM)



- Bewertung eines hypothetisch veränderten Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit
 - Zahlungsbereitschaft für ein verbessertes Zuverlässigkeitsniveau
 - Als angemessen empfundene Kompensation für ein verringertes Zuverlässigkeitsniveau
- direkte Abfrage von Ausgaben für getroffene Gegenmaßnahmen

2.4 Darstellung und Verlauf

International werden zur Darstellung von monetären Schäden durch VU häufig sogenannte Kundenschadensfunktionen bzw. Customer Damage Functions (CDF) verwendet. Diese stellen den Verlauf der Schadenskosten gegenüber einer Kenngröße der Versorgungszuverlässigkeit, üblicherweise der Dauer einer VU, anhand von Stützstellen, die etwa im Rahmen einer Umfrage ermittelt werden, dar [z.B. 15, 13].

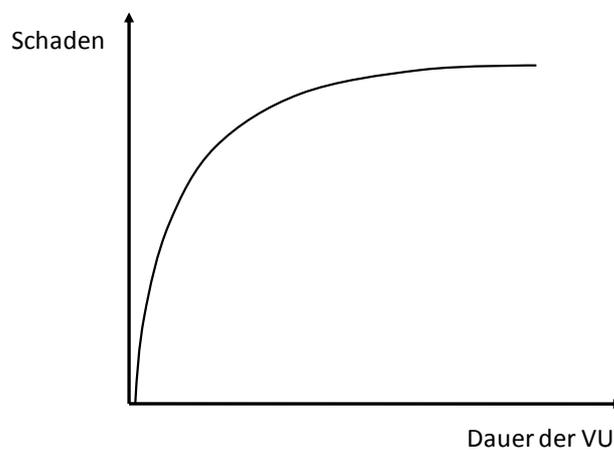


Bild 4: Schematische Darstellung einer Kundenschadensfunktion

Der Funktionsverlauf kann eine, selten mehrere, ausgeprägte Knickstellen oder Schwellwerte aufweisen². Ein solcher Schwellwert wird international in vielen Qualitätsregulierungen durch minimal einzuhaltende Grenzwerte der Zuverlässigkeit am Kundenanschluss, sogenannte guaranteed standards, abgebildet. Diese können durchaus mit Pönalen belegt sein, die den jeweils betroffenen Kunden direkt auszahlen sind.

Alternativ erfolgt die Abbildung von ermittelten Zahlungsbereitschaften für relative Veränderungen des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit im Sinne einer durchschnittlichen Dauer oder Häufigkeit von VU über Steigungsdreiecke [z.B. 12], wie schematisch in Bild 5 dargestellt. Aufgrund der stets zu beobachtenden Asymmetrie zwischen positiver Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Zuverlässigkeit³ und der negativen Zahlungsbereitschaft bei verminderter Zuverlässigkeit⁴ ist hier der Knickpunkt im Funktionsverlauf durch das Ausgangsniveau der relativen Veränderung, den Referenzwert, bestimmt.

² Zur Ursache solcher Schwellwerte siehe auch Kapitel 2.3.1

³ Meist als Willingsness to Pay (WTP) bezeichnet

⁴ Meist als Willingsness to Accept (WTA) bezeichnet

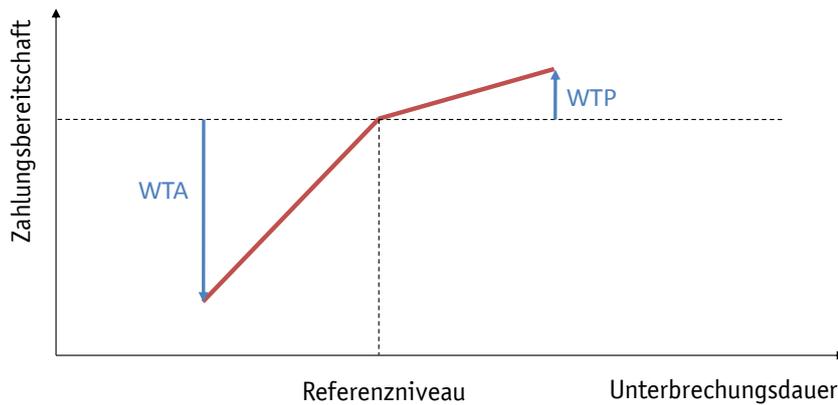


Bild 5: Schematische Darstellung WTA/WTP [in Anlehnung an z.B. 12] für die Zuverlässigkeitskenngröße Unterbrechungsdauer

2.5 Zusammenhang Strompreisbildung und Zuverlässigkeit

Aufgrund der Organisation des liberalisierten Strommarktes, in dem lediglich der Energievertrieb dem direkten Wettbewerb um Kunden unterliegt, sind mindestens drei Bestandteile des Gesamtstrompreises für den Letztverbraucher zu unterscheiden:

- Preis für die Energielieferung
- Netzkosten, in die im Forschungsprojekt die Netznutzungsentgelte und die in der Regel deutlich niedrigeren Kosten für Messung und Abrechnung zusammengefasst werden
- Steuern und Abgaben (Mehrwertsteuer, Stromsteuer, Umlagen für die Aufwendungen nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz, dem Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz und die Konzession)

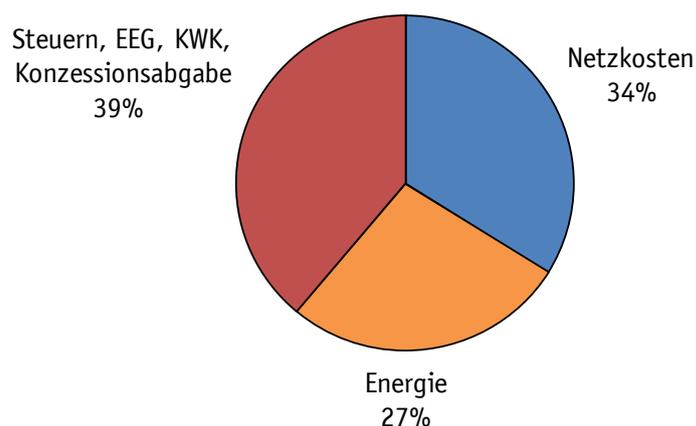


Bild 6: Anteil Netzkosten am Strompreis aus Sicht eines Niederspannungskunden⁵ [22]

Auch wenn diese Positionen mittlerweile auf der Stromrechnung getrennt ausgewiesen werden, spielt aus Sicht der Verbraucher der Gesamtpreis die entscheidende Rolle. Daher sind monetäre Angaben in

⁵ durchschnittlicher Haushaltskunde: Stromverbrauch 3500kWh, nicht leistungsgemessen



einer Umfrage auf diesen Gesamtpreis zu beziehen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass maximal realisierbare Zu- und Abschläge auf den Strompreis durch verändertes Investitionsverhalten im Bereich der elektrischen Versorgungsnetze und damit verbundener Versorgungszuverlässigkeit die Umrechnung mit dem Anteil der Netz- an den Gesamtkosten erfordert. Nach Bild 6 kann der Anteil der reinen Netzkosten für einen Haushaltskunden mit Netzanschluss in der Niederspannungsebene zu ca. 1/3 des Strompreises abgeschätzt werden. Von diesen Netzkosten wiederum direkt beeinflussbar sind etwa 70%, die restlichen 30% entfallen auf Verwaltung, Versicherung und sonstigen Overhead.

Die elektrischen Versorgungsnetze in Deutschland und in ähnlicher Struktur auch weltweit gliedern sich in verschiedene Netzebenen mit unterschiedlicher charakteristischer Spannung auf. Netzstruktur und Spannungsebene orientieren sich dabei jeweils an der zugeordneten Verteilungsaufgabe. Höchstspannungsnetze dienen dem weiträumigen Transport großer Leistungen und werden üblicherweise eng vermascht betrieben. VU durch Störungen in der Höchstspannungsebene sind daher sehr selten. Ähnliches gilt für die der Höchstspannungsebene unterlagerten Hochspannungsnetze. Diese übernehmen die überregionale Verteilung der elektrischen Energie und sind ebenfalls netzstrukturell auf sehr hohe Zuverlässigkeit ausgelegt. Aus Kostengründen wird in der Mittelspannung und noch sehr viel mehr in Niederspannungsebene auf einen vermaschten Betrieb der Netze – sofern die Netzstruktur dies überhaupt erlaubt – üblicherweise verzichtet. Mittelspannungsnetze dienen der regionalen Verteilung der Energie und Versorgung größerer Einzelkunden, Niederspannungsnetze der Versorgung des Großteils der Letztverbraucher. Üblicherweise werden private Haushalte und kleinere gewerbliche Verbraucher an das örtliche Niederspannungsnetz angeschlossen und sehen daher auch die Beiträge aller überlagerten Spannungsebenen an der gesamten Unzuverlässigkeit.

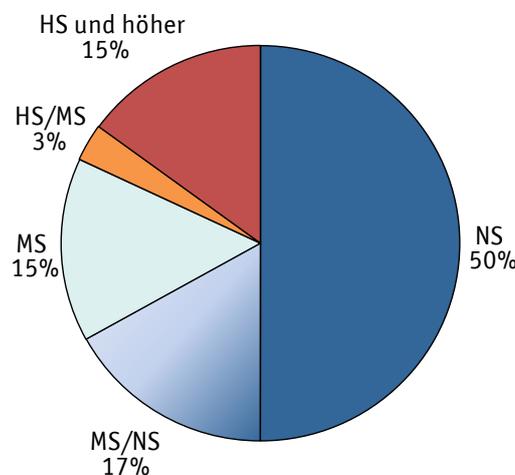


Bild 7: Anteile der Spannungsebenen an den gesamten Netzkosten aus Sicht eines Niederspannungskunden [22]

Die ursächlichen Beiträge der Netzebenen an der gesamten von Niederspannungskunden zu beobachtenden Unzuverlässigkeit unterscheiden sich aufgrund obiger Ausführungen deutlich. So entfallen ca. 76% der gesamten Nichtverfügbarkeit für einen Niederspannungskunden auf Störungen in der Mittelspannungsebene. Weitere 16% sind auf Störungen in der Niederspannungsebene zurückzuführen [2]. Demgegenüber liegt der Anteil der Nieder- und Mittelspannungsnetze an den gesamten Netzkosten nach Bild 7 aber nur bei 82%, der Mittelspannungsebene alleine sogar nur bei 15 bis 32%. Es ist daher aufgrund der Relation zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit vorteilhaft, sich in den weiteren Betrachtungen zunächst auf die Mittelspannungsebene und ggf. noch zusätzlich die Niederspannungsebene zu konzentrieren. Dann sind bezogen auf den gesamten Strompreis lediglich ca. 15% bis 20% des Strompreises direkt durch netzseitige Maßnahmen beeinflussbar. Im



Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass eine Erhöhung des Strompreises um 5 % bezogen auf das MS-Netz quasi eine Verdopplung der in dieser Ebene möglichen Ausgaben z.B. für Netzausbaumaßnahmen zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit bedeutet.





3 Umfragegestaltung

3.1 Erkenntnisse aus der Analyse

Aus der Analyse bisher durchgeführter Umfragen zur Erfassung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit lassen sich zusammenfassend folgende Aspekte für die Gestaltung der Umfrage im Forschungsprojekt ableiten:

- Anwendung direkter Befragungstechniken.
- Geeignete Hinführung des Befragten zum Themenumfeld, da das seltene Auftreten von VU zu einer schwierigen Bewertungssituation führt.
- Variation verschiedener Vorgehensweisen, insbesondere die Kombination einer Abfrage der Schadenskosten bei konkreten VU-Szenarien, der Zahlungsbereitschaft bei veränderten Zuverlässigkeitsniveaus und der Aufwendungen für bereits ergriffene Gegenmaßnahmen. Die Erfragung von Zahlungsbereitschaften beinhaltet auch die Bewertung von objektiv schwierig bewertbaren immateriellen Schäden und Unannehmlichkeiten.
- Unterscheidung der Kundenklassen Haushalte und Unternehmen, wobei bei letzterer optional nochmals nach Branchen unterschieden werden kann. Da nicht erwartet werden kann, dass die Befragten bestätigen können, ob sie tatsächlich an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, muss die Selektion vorher auf Basis anderer Kriterien erfolgen.
- Abfrage der bisher erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit.
- Zuordnung zu einer Versorgungsaufgabe: Wie bisher erfolgte Modelluntersuchungen gezeigt haben, sind wesentliche, Netzkosten wie Versorgungszuverlässigkeit beeinflussende, Merkmale der Versorgungsaufgabe Lastdichten, Anschlussdichten und mittlere Anschlussleistung der Umgebung [3,4]. Da diese Angaben vom Befragten nicht erwartet werden können, wird in der Umfrage lediglich die Postleitzahl erfragt, mit deren Hilfe eine grobe Einordnung über Bevölkerungsdichten möglich wird.
- Ausrichtung auf die Kennzahlen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer.
- Der Umfrageumfang ist zu begrenzen, damit die Dauer einer Befragung etwa 15 Minuten nicht überschreitet.

Angesichts der Problematik fehlender Bewertungsmodelle und der abstrakten Thematik der Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen einer Umfrage ist eine möglichst einfache und leicht zugängliche Fragestellung zwingend erforderlich. Ein Ansatz hierfür ist die Bewertung von relativen Veränderungen der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer, also von Versorgungsniveaus. Dahinter steht die Annahme, dass sich Begrifflichkeiten wie *doppelt so gut* oder *halb so gut wie heute* allgemein besser einordnen und bewerten lassen als z.B. absolut formulierte Unterbrechungshäufigkeiten. Ähnlich wie bei der Bewertung hypothetischer Einzelereignisse besteht jedoch weiterhin die Problematik des großen Anteils von Niederspannungskunden ohne bewusste Erinnerung einer (zeitnahen) VU (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.2). Dies erschwert die Abschätzung und monetäre Bewertung der individuellen Konsequenzen von VU und darüberhinaus auch die relative Einordnung einer verminderten und insbesondere einer verbesserten Versorgungszuverlässigkeit im Netz. Letzterem kann durch den Bezug auf das heutige durchschnittliche Niveau und Verweis auf die



Stochastik des Störungsgeschehens begegnet werden. Da die Unterbrechungsdauer und auch die -häufigkeit für einen einzelnen Niederspannungskunden von starken Schwankungen geprägt sind, erscheint es vorteilhaft in den zentralen Erfassungsansätzen von Versorgungsniveaus und damit deutschlandweit durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit und -dauern zu sprechen.

3.2 Gewählter Aufbau der Umfrage

Um eine professionelle Konzeption und Durchführung der Umfrage sicherzustellen, ist ein erfahrenes Marktforschungsunternehmen, das team steffenhagen GmbH, Aachen, in das Projekt eingebunden. Das Unternehmen verfügt über umfangreiche Erfahrungen auch bei Umfragen im Rahmen von Produktentwicklungen, in denen die Zahlungsbereitschaft von Kunden für bestimmte Leistungen und Funktionalitäten erfragt wird. Ferner verfügt es über ein eigenes Call-Center, was kurzfristig und direkt Rückkopplungen aus der Feldphase erlaubt.

Die in Anhang 9.2 bis 9.4 im Detail aufgelisteten im Projekt erarbeiteten Fragebögen weisen die folgende Struktur auf, wobei die Abschnitte vorrangig den zum Ende eines Abschnittes aufgeführten Zielen dienen:

Im ersten Abschnitt a) erfolgt eine Einführung in die Thematik und die Erfassung der individuell wahrgenommenen (erfahrenen) Versorgungszuverlässigkeit im Sinne der Anzahl und Dauer von Stromausfällen in einem, durch die Erinnerungsleistung begrenztem, Zeithorizont von 3 Jahren. Weiterhin werden Konsequenzen der letzten erfahrenen VU sowohl materieller als auch immaterieller Natur und allgemeine Einschätzungen etwa zur Zufriedenheit mit der derzeitigen Versorgungsqualität erfragt. Bei Unternehmen sind Schäden durch Stromausfälle im Wesentlichen materiell und können daher leichter als bei privaten Haushalten auch für Einzelereignisse in Abhängigkeit der Unterbrechungsdauer abgeschätzt werden. Abgefragt wird daher für diese Kundengruppe zusätzlich der finanzielle Schaden bei einem fiktiven nicht angekündigten Stromausfall vorgegebener Dauer.

➔ Ziel: Sensibilisierung des Befragten für das Thema und Klassenbildung bei der Auswertung sowie Hinweise auf die Zusammensetzung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit und interne Plausibilisierung durch Vergleich der direkt erfragten Schadenskosten mit den weiteren Erfassungsansätzen

Der zweite Abschnitt b) dient der Erfassung von Akzeptanzschwellen hinsichtlich der Dauer und auch Häufigkeit von Stromausfällen sowie der Bestimmung der Schadenskosten an der „Schwelle“. Als Akzeptanzschwelle wird dabei das Maß an Unzuverlässigkeit bezeichnet, das der Befragte für sich persönlich als gerade noch akzeptabel bezeichnet. Bei geringfügigem Überschreiten dieser „Schwelle“ ist demnach mit einem deutlichen Anstieg des Schadens infolge der VU zu rechnen (siehe auch Kapitel 2.3.1). Der Befragte wird aufgefordert, die an dieser Stelle auftretenden materiellen und immateriellen Schadenskosten zu quantifizieren.

➔ Ziel: Ermittlung und Bewertung der Existenz von „Knickpunkten“ in der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit und interne Plausibilisierung

In Abschnitt c) erfolgt die Erfassung allgemeiner demographischer und statistischer Angaben zur Abschätzung des Stromverbrauchs bzw. zur Höhe der jährlichen Stromrechnung und Einordnung der Versorgungsaufgabe

➔ Ziel: Klassenbildung bei der Auswertung und Verwendung der eigenen Stromhöhe – sofern angebar – bei Fragen in den nachfolgenden Blöcken.

Grundlage für eine Quantifizierung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit im Sinne der kontingenten Bewertungsmethode ist eine grundsätzliche Zahlungsbereitschaft für



verbesserte Versorgungszuverlässigkeit respektive eine grundsätzliche Akzeptanz verminderter Versorgungszuverlässigkeit ggf. bei finanzieller Entschädigung. Diese generellen quantifizierten Zahlungsbereitschaften werden in Abschnitt d) erfasst. Es erfolgt hier keine Vorgabe für den Rahmen der Zahlungsbereitschaft. Diese wird nur für das Extremszenario sehr unwahrscheinlicher VU erfragt, um einen Maximalwert der Zahlungsbereitschaft als Vergleichswert ausweisen zu können.

→ Ziel: freie Ermittlung der Zahlungsbereitschaft, interne Plausibilisierung, Filterfrage für Frageblock e)

Kern der Umfrage sind in Abschnitt e) hypothetische Szenarien, die verschiedene abgestufte Ausprägungen der Merkmale Unterbrechungshäufigkeit und -dauer als relative Veränderungen gegenüber dem heutigen Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland mit Veränderungen der Stromrechnung verknüpfen. Die angebotenen Zu- oder Abschläge orientieren sich an den netzseitig bei einer Realisierung des entsprechenden Zuverlässigkeitsniveaus entstehenden zusätzlichen Kosten bzw. Einsparungen. Damit wird der Befragte innerhalb des technisch maximal realisierbaren Wertebereiches geführt. Der Zusammenhang zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit, auch als netzseitige Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit bezeichnet, wurde dazu anhand synthetisch erzeugter Modellnetze wie auch realer Mittelspannungsnetze mit angemessen großer Bandbreite der Einflussfaktoren (Versorgungsdichte, Netzstruktur) untersucht. Hierzu wurden ein von Consentec entwickeltes praxiserprobtes Verfahren zur Modellnetzanalyse und ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickeltes und vielfach eingesetztes Verfahren zur Zielnetzplanung angewendet (siehe hierzu Kapitel 4).

→ Ziel: Parametrierung der möglichen Ab-/Zuschläge auf den Strompreis anhand von netzbezogenen Zuverlässigkeitsgrenzkosten und Modellnetzuntersuchungen

Den Abschluss des Fragebogens bilden Statements zur Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit u.a. auch im internationalen Vergleich sowie tiefergehende Zusatzfragen in Abschnitt f). Darüber hinaus kann eine Plausibilisierung der vorhergehenden Erfassungsansätze zur kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit über die Investitionen in Gegenmaßnahmen erfolgen (Abschnitt g)). Berücksichtigt werden dürfen für eine korrekte Abschätzung nur dezidierte Maßnahme wie etwa Notstromaggregate. Dieser Abschnitt zielt daher insbesondere auf Unternehmen ab.

→ Ziel: Interne Plausibilisierung insbesondere zum immateriellen Anteil an der Zuverlässigkeitsbewertung, Klassenbildung bei der Auswertung

3.3 Auswahl der Stichprobe und Umfragedurchführung

Als Zielgröße für die Stichprobe wurde ein Wert von 1000 Befragten gewählt. Dies entspricht der Mindestanzahl, die für deutschlandweite Umfragen mit belastbaren Ergebnissen erforderlich und daher üblich ist.

Im Hinblick auf die geplante Betrachtung einzelner Gruppen (Kundengruppierung, Ausmaß der bisher erlebten VU, etc.) ist grundsätzlich eine größere Stichprobengröße wünschenswert. Im vorliegenden Forschungsprojekt wurde darauf verzichtet, da dies den Umfang des Projektes überschritten hätte. Außerdem reicht es, für das vorrangige Ziel des Projektes einer Quantifizierung des kundenbezogenen Zuverlässigkeitswertes im Hinblick auf die stark unterschiedlichen Ergebnisse der international bereits durchgeführten Umfragen, dessen Größenordnung abzuschätzen. Mit den für die verschiedenen Erfassungsmethodiken gesammelten Erfahrungen kann anschließend gegebenenfalls eine auf diese Methodik konzentrierte Umfrage größeren Stichprobenumfangs erfolgen.

Die angestrebte Stichprobe teilt sich hälftig auf Haushalte und Unternehmen aus dem kleingewerblichen Bereich auf. Die repräsentativen Kontaktdaten wurden über darauf spezialisierte Adressbroker



bezogen. Im Gegensatz zu Kleingewerbebetrieben kann bei den Haushalten praktisch immer davon ausgegangen werden kann, dass sie einen Netzanschluss auf der Niederspannungsebene aufweisen. Für Kleingewerbe wurde auf Basis der in der verwendeten Datenbank enthaltenen Angaben zu Branche und Betriebsgröße mit dem in Bild 8 aufgeführten Selektionskriterium entschieden, ob wahrscheinlich ein Niederspannungs-Netzanschluss vorliegt. Die Selektionskriterien orientieren sich an den üblichen Obergrenzen der Spitzenlast von Letztverbrauchern für den Netzanschluss an die Niederspannungsebene. Als sinnvolles und im Rahmen der Umfrage einfach zu erfassendes Kriterium für näherungsweise Bestimmung der Spitzenlast von Unternehmen wurde auf Basis von Zahlen zum branchenspezifischen Stromverbrauch in einer europäischen Großstadt [28] die Mitarbeiterzahl identifiziert.

Stichprobe: 1000 Befragte	
Haushalte: 500	Kleingewerbe: 500
Selektionskriterien: keine	Selektionskriterien: <ul style="list-style-type: none"> • Branche • Betriebsgröße: Anzahl der Beschäftigten < 50

Bild 8: Umfang und Aufteilung der Kundenumfrage

Zur Gewährleistung einer hohen Antwortrate erfolgte die Umfrage telefonisch, auf Wunsch auch mit Terminabsprache. Da die kundenseitige Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit im öffentlichen Bewusstsein wenig präsent ist und zudem eine zumeist ungewohnte Bewertungsaufgabe darstellt ist bei der Erfassung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit durch eine Kundenumfrage mit sehr geringen Antwortraten zu rechnen. Diese können, wenn sich vornehmlich bestimmte Stichprobengruppen der Umfrage entziehen, aufgrund der dann mangelnden Repräsentativität der Stichprobe zu statistischen Verzerrungen der Ergebnisse führen.

Die Umfrage erfolgte im eigenen Call-Center des teams steffenhagen, so dass regelmäßig, insbesondere zum Beginn der Umfrage, die Erfahrungen mit den Fragebögen zwischen dem Personal des Call-Centers und dem Konsortium des Forschungsprojektes ausgetauscht werden konnten.

Die Umfrage wurde im Zeitraum von 13. August 2007 bis einschließlich 12. Oktober 2007 und somit außerhalb der Hauptferienzeit durchgeführt. Die geeignete Wahl der Feldzeit ist relevant, um Verzerrungen aufgrund mangelnder Erreichbarkeit, insbesondere innerhalb der Zielgruppe der privaten Haushalte, zu reduzieren.

Zur Vermeidung unnötig langer Befragung und redundanter Fragestellungen wurde der Fragebogen adaptiv mit zentralen Filterfragen aufgebaut. Allerdings erfolgte die im ersten Schritt angegangene Befragung der Haushaltskunden zunächst ohne Filterfunktion des Blockes d) der Umfrage für den Teil e). Es waren daher abhängig vom Antwortverhalten redundante Fragestellungen möglich, z.B. wurden dem Befragten trotz Verneinung der Frage nach grundsätzlicher Akzeptanz verringerter Versorgungszuverlässigkeit in Block d) in Block e) durchaus Szenarien mit vermindertem Zuverlässigkeitsniveau präsentiert. Die Reaktionen der Befragten reichten bis hin zu Verärgerung, Abbruch der Befragung und unplausiblem Antwortverhalten, so dass die Einführung der Filterfunktion erzwungen wurde. Der adaptive Aufbau erschwert jedoch die Auswertung, wie in Kapitel 5.6 diskutiert.



4 Netzbezogene Kosten der Zuverlässigkeit

4.1 Einführung

Um Aussagen zur Internalisierung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit zu treffen, ist es notwendig, die Wechselwirkungen zwischen Netzkosten, Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsaufgabe nachzubilden. Um dem grundsätzlichen Charakter des Forschungsprojekts gerecht zu werden und Versorgungsaufgaben in angemessener Bandbreite zu berücksichtigen, sind zwei verschiedene Untersuchungsansätze verfolgt worden:

Zum einen sind anhand von beispielhaften realen Versorgungsaufgaben mittels automatisierter Zielnetzplanung (Referenznetzanalyse) detaillierte visuelle darstellbare Netze entworfen worden. Dabei sind die Planungsvorgaben zu Netzstruktur und Netzausstattung variiert worden, um Netze mit unterschiedlichem Zuverlässigkeitsniveau zu erzielen.

Ergänzend sind zum anderen mittels Modellnetzanalyse für eine große Bandbreite von Versorgungsaufgaben Modellnetze mit ebenfalls unterschiedlichen Planungsvorgaben generiert worden. Hiermit war es möglich, auf einfache Weise die grundsätzlichen Zusammenhänge zwischen Versorgungsaufgabe, Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit aufzuzeigen

4.2 Zielnetzplanung elektrischer Mittelspannungsnetze

4.2.1 Vorgehensweise

Um im Rahmen einer Grundsatzplanung kostenminimale, technisch zulässige und grundsätzlich realisierbare Mittelspannungszielnetze zu ermitteln, muss zunächst die Planungsaufgabe der Zielnetzplanung definiert werden (Bild 9). Diese umfasst alle relevanten Randbedingungen und Freiheitsgrade. Zu den Randbedingungen zählen

- die Versorgungsaufgabe,
- die technischen Restriktionen sowie
- unternehmensspezifische Planungsvorgaben.

Die Versorgungsaufgabe umfasst im Allgemeinen die Eigenschaften des Versorgungsgebietes sowie der in diesem Gebiet zu versorgenden Netzkunden. Eine detaillierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt mithilfe von sogenannten Strukturmerkmalen. Dazu zählen beispielsweise die Versorgungsgebietsgröße, topographische Besonderheiten sowie Last- und Anschlussdichte. Für die automatisierte Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen wird die Versorgungsaufgabe durch die im Folgenden aufgeführten Eigenschaften hinreichend genau definiert:

- Lage und Dimensionierung der einspeisenden HS/MS-Umspannstationen
- Lage sowie Last oder Einspeisung der Ortsnetzstationen und MS-Kundenstationen
- Nutzbare Trassen für Kabel oder Freileitungen sowie individuelle Leitungsverlegungskosten

Die technischen Restriktionen umfassen im Wesentlichen die Gewährleistung der Netzsicherheit sowie die Bereitstellung einer angemessenen Versorgungsqualität. Die Gewährleistung der Netzsicherheit bedeutet, dass



- gemäß dem (n-1)-Kriterium für Mittelspannungsnetze eine Wiederversorgung im Störfall nach Umschaltung oder mit Notmaßnahmen möglich sein muss (Strahlennetze erfüllen diese Anforderung strukturbedingt nicht),
- die zulässige Strombelastbarkeit der Betriebsmittel nicht überschritten wird und
- die Grenzwerte für Kurzschlussströme und ggf. Erdschlussrestströme eingehalten werden.

Zu den für Mittelspannungsnetze relevanten Aspekten der Versorgungsqualität zählen die quasistationäre Spannungshaltung und die Versorgungszuverlässigkeit. Für die quasistationäre Spannungshaltung lassen Normen und Betriebsmittelstandards nur eine geringe Flexibilität zu, sodass für die Zielnetzplanung einheitliche Grenzwertvorgaben aus den gültigen Normen (z. B. [33]) übernommen werden. Die Versorgungszuverlässigkeit wird durch die Netze der Mittelspannungsebene signifikant beeinflusst und stellt neben den Netzkosten das zweite zentrale Bewertungskriterium für die Zielnetzuntersuchungen dieser Forschungsarbeit dar. Aus diesem Grund erfolgen Grenzwertvorgaben für unterschiedliche Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit in dieser Forschungsarbeit untersuchungsspezifisch. In diesem Zusammenhang ist es notwendig, dass das verwendete Netzplanungsverfahren eine Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit als zusätzliche Randbedingung bei der Netzoptimierung ermöglicht.

Weitere Randbedingungen für die Zielnetzplanung resultieren aus der unveränderlichen Parametrierung netzplanerischer Freiheitsgrade. Diese Vorgaben beruhen oftmals auf der individuellen Strategie eines Netzbetreibers. Sie werden bei der späteren Netzoptimierung als feste Randbedingung berücksichtigt und beeinflussen somit die technische Netzauslegung. Dazu zählen beispielsweise Vorgaben hinsichtlich der maximalen Länge von Abgängen, der maximalen Anzahl von Netzstationen in einem Abgang, der Zulässigkeit von Stichanschlüssen oder Dimensionierungsstandards für Betriebsmittel.

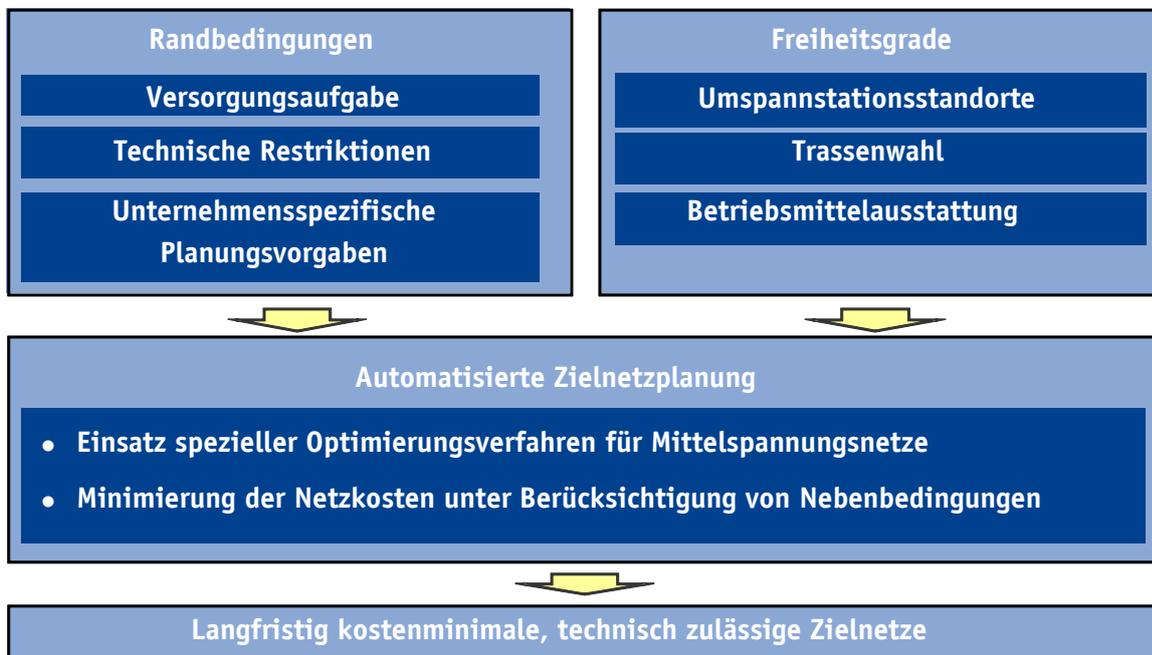


Bild 9: Automatisierte Zielnetzplanung

Für die verbleibenden Freiheitsgrade erfolgt allenfalls eine Definition der zulässigen Varianten, auf deren Basis die automatisierte Zielnetzplanung eine optimale Parametrierung bestimmt. Sehr häufig werden netzstrukturelle Aspekte als Freiheitsgrade der Zielnetzplanung berücksichtigt. Dazu zählen beispielsweise die Trassenwahl und die Aufteilung der Netzstationen auf einzelne Umspannstationsabgänge. Darüber hinaus können auch Ausstattungsmerkmale als Freiheitsgrade in den Optimierungs-



prozess einbezogen werden. Dazu zählen beispielsweise die Ausstattung von Netzstationen mit Fernwirk- oder Automatisierungstechnik sowie die Betriebsmittelwahl. Die für diese Studie verwendete Parametrierung von Randbedingungen und Freiheitsgraden ist in Kapitel 4.2.4 dargestellt. Bei der Zielnetzplanung muss eine Vielzahl von Zielnetzvarianten nach ökonomischen und technischen Kriterien bewertet werden. Unter Voraussetzung einer zyklischen Erneuerung zu gleichbleibenden Konditionen können die durchschnittlichen jährlichen Kosten der Zielnetze zur vergleichenden Bewertung herangezogen werden. Dabei werden nur die Kostenanteile berücksichtigt, die unmittelbar durch Planungsentscheidungen beeinflusst werden. Dazu zählen die Errichtungs- und Instandhaltungskosten sowie die Netzverlustkosten. Die Bewertung erfolgt mit der in Kapitel 4.3 erläuterten Annuitätsmethode. Weitgehend feste Kosten, z. B. für Verwaltung, Steuern u. a. werden nicht berücksichtigt.

4.2.2 Optimierungsverfahren

Ein Verfahren zur automatisierten Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen muss die zuvor beschriebenen Randbedingungen und Freiheitsgrade berücksichtigen, für praxisübliche Problemgrößen eine akzeptable Rechenzeit aufweisen und optimale oder zumindest nahezu optimale Zielnetze ermitteln. Bis vor wenigen Jahren existierte kein derartiges Verfahren. Im Folgenden wird deshalb eine neu entwickelte Methode vorgestellt, die alle vorgenannten Anforderungen erfüllt und sich bereits vielfach bei praktischen Anwendungen bewährt hat.

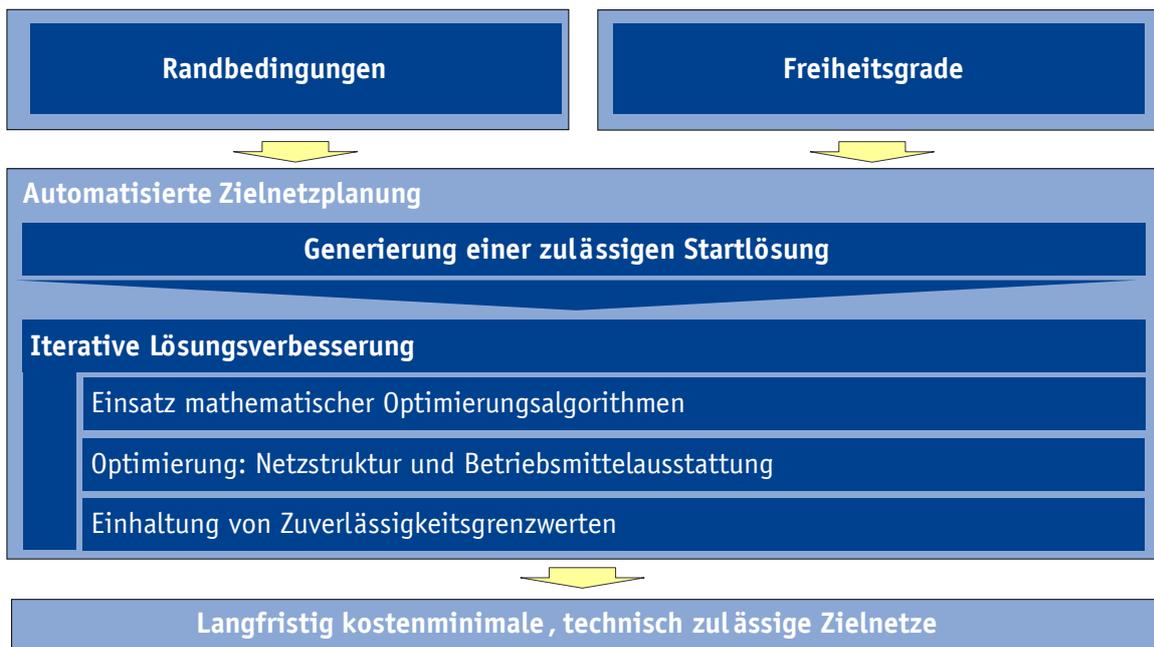


Bild 10: Optimierungsverfahren für Mittelspannungsnetze

Die Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen ist ein typisches kombinatorisches Optimierungsproblem, d. h. die Rechenzeit zur Lösung des Problems wächst exponentiell mit der Problemgröße. Lösungsansätze für derartige Probleme umfassen sowohl heuristische als auch exakte Verfahren. Mit exakten Verfahren, z. B. Branch-and-Bound (B&B) und Branch-and-Cut (B&C) [34], lassen sich optimale Lösungen solcher Probleme nur mit sehr langen Rechenzeiten finden, sodass die technischen Randbedingungen stark vereinfacht werden müssen.

In der Mittelspannungsebene können hiermit nur relativ kleine Netze unter Vernachlässigung von Randbedingungen, z. B. der quasi-stationären Spannungshaltung, geplant werden [35]. Sie kommen daher – wegen ihrer nachweisbaren Optimalität der Lösung – nur als Referenz für andere Verfahren in



Frage. Heuristische Optimierungsverfahren sind hingegen sehr flexibel und erfordern üblicherweise einen deutlich geringeren Rechenaufwand. Anwendungen wie in [36] zeigen die Leistungsfähigkeit derartiger Verfahren auch für Fragen der Netzplanung. Nachteil ist die fehlende Optimalitätsgarantie, die aber wegen des üblicherweise flachen Kostenoptimums nicht zwingend erforderlich ist.

Für die Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes wird ein zweistufiges heuristisches Verfahren eingesetzt. Dabei wird zunächst eine zulässige, möglichst gute Startlösung generiert, die im zweiten Schritt iterativ verbessert wird (Bild 10). Sobald keine Lösungsverbesserungen mehr gefunden werden können, werden die bis dahin ermittelten kostengünstigsten Zielnetze ausgegeben. Die iterative Lösungsverbesserung nutzt einerseits graphentheoretische Optimierungsansätze aus dem Bereich des Operations Research zur Optimierung der Netzstruktur bei festgehaltener Anzahl der von einer HS/MS-Umspannstation abgehenden Mittelspannungsleitungen, andererseits wird letztere periodisch mit einem speziellen Algorithmus (ausgehend von der aktuellen Lösung) auf ihre Optimalität überprüft und ggf. angepasst, sodass eine allmähliche Konvergenz zum globalen Optimum sichergestellt wird. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens erfolgt beispielsweise in [37].

4.2.3 Systemabgrenzung

Für die Ermittlung kostenminimaler Zielnetze muss die Vergleichbarkeit von Kosten unterschiedlicher Zielnetze gewährleistet sein. Der für die Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes betrachtete Systembereich ist demzufolge so abgegrenzt, dass Veränderungen der untersuchungsrelevanten Netzkosten infolge von individuellen Planungsentscheidungen innerhalb des Betrachtungsbereiches vollständig erfasst werden und keine Kostenverschiebung über die Grenzen des betrachteten Systembereichs hinaus stattfinden. Hinsichtlich der Zuverlässigkeitsanalyse ist darüber hinaus ein Detaillierungsgrad des Netzmodells gewählt, der alle zuverlässigkeitsrelevanten Effekte abbildet und gleichzeitig einen angemessenen Rechenaufwand garantiert.

Die Ermittlung von Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit mittels automatisierter Zielnetzplanung ist in dieser Forschungsarbeit auf die Netze der Mittelspannungsebene fokussiert, sodass der betrachtete Systembereich das Mittelspannungsnetz vollständig und darüber hinaus die einspeisenden HS/MS-Umspannstationen sowie die Netzstationen des Versorgungsgebietes umfasst. Die Grenzen des betrachteten Systembereichs bilden die unterspannungsseitigen Schaltanlagen der HS/MS-Umspannstationen sowie die überspannungsseitigen Schaltanlagen der Netzstationen.

4.2.4 Planungsvorgaben

Im Folgenden werden die im Rahmen der Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes berücksichtigten Planungsvorgaben erläutert. Dazu zählen im Wesentlichen

- die betrachteten Versorgungsaufgaben,
- die technischen Restriktionen sowie
- unternehmensspezifische Planungsvorgaben.

Desweiteren werden die Freiheitsgrade für die automatisierte Zielnetzplanung dargestellt.

4.2.4.1 Berücksichtigte Versorgungsaufgaben

Grenzkostenuntersuchungen mittels Zielnetzplanung werden in diesem Forschungsprojekt für sieben unterschiedliche Versorgungsaufgaben durchgeführt. Vier Versorgungsaufgaben basieren auf realen Mittelspannungsnetzgebieten. Alle zur Beschreibung dieser Versorgungsaufgaben notwendigen Kenngrößen wurden von vier Netzbetreibern des projektbegleitenden Ausschusses bereitgestellt. Die in Kapitel 4.6.1 aufgeführten Eigenschaften dieser Versorgungsaufgaben zeigen, dass die Versorgungsaufgaben VA-1 und VA-2 eine ländliche und die Versorgungsaufgaben VA-3 und VA-4 eine kleinstädtische Versorgungsstruktur aufweisen.



Tabelle 1: Grundsätzliche Zahlungsbereitschaften (bezogen auf die Jahresstromrechnung)

Strukturmerkmal	Einheit	VA-1	VA-2	VA-3	VA-4
Gebietsgröße	km ²	30	15	106	70
Umspannstationszahl		1	1	1	2
Netzstationszahl		215	75	121	135
Jahreshöchstlast	MW	59,7	16,5	28,4	15,7
Anschlussdichte	1/km ²	7,1	5,0	1,14	1,9
Lastdichte	MW/km ²	2,0	1,1	0,27	0,22
Trassenkosten	Tsd. €/km	114	102	74	70

Um das Untersuchungsspektrum angemessen zu erweitern und einen Vergleich mit den Untersuchungen mittels Modellnetzanalyse zu ermöglichen, werden zusätzlich drei synthetische Versorgungsaufgaben betrachtet. Sie umfassen eine großstädtische Versorgungsaufgabe (VA-5), eine hauptsächlich aus Wohngebieten bestehende Versorgungsaufgabe (VA-6) sowie eine ländliche, stark zersiedelte Versorgungsaufgabe (VA-7) mit äußerst geringer Lastdichte(Tabelle 2).

Tabelle 2: Betrachtete synthetische Versorgungsaufgaben

Strukturmerkmal	Einheit	VA-5	VA-6	VA-7
Gebietsgröße	km ²	10	25	250
Umspannstationszahl		1	1	1
Netzstationszahl		273	144	160
Jahreshöchstlast	MW	90	32,5	16
Anschlussdichte	1/km ²	27,3	5,8	0,64
Lastdichte	MW/km ²	9	1,3	0,064
Trassenkosten	Tsd. €/km	144	105	45

4.2.4.2 Technische Restriktionen

Die technischen Restriktionen umfassen zum einen die im Folgenden aufgeführten Anforderungen an die Netzsicherheit der Zielnetze:

Kriterium:

Bei reinen Ring- oder Strangnetzen wird für alle Netzstationen im Versorgungsgebiet das (n-1)-Kriterium nach Umschaltung vorausgesetzt. Das bedeutet, dass nach einem Leitungs- oder Stationsfehler und nachfolgend fernbedient oder vor Ort durchgeführten Schaltmaßnahmen die zulässigen Strombelastbarkeiten der Leitungen und Transformatoren sowie die zulässigen Spannungsbänder nicht überschritten sein dürfen. Dabei wird berücksichtigt, dass Netzstationen bei Schaltanlagenfehlern in der Station oder im Stich angebundene Netzstationen nach Leitungs- oder Schaltanlagenfehlern innerhalb des Stiches nur durch den Einsatz mobiler Notstromaggregate wiederversorgt werden können. Werden bei der Netzoptimierung Strahlennetze berücksichtigt, so kann system-



bedingt keine (n-1)-Sicherheit vorausgesetzt werden und die Wiederversorgung der von einer VU betroffenen Netzstationen kann oftmals erst nach Abschluss von Reparaturmaßnahmen erfolgen.

Strombelastbarkeit:

Die maximale Strombelastbarkeit der Leitungen wird für den Normalbetrieb auf 100 % der thermischen Grenzströme festgelegt. Im Störfall können Kabel bis 120 %, Freileitungen nur bis 100 % der thermischen Grenzströme belastet werden. Die thermischen Grenzströme der berücksichtigten Kabel- und Freileitungstypen sind im Anhang aufgeführt.

Kurzschlussströme:

Die maximal zulässigen Kurzschlussströme sind in Mittelspannungsnetzen insbesondere durch das Ausschaltvermögen der Schaltanlagen bestimmt und für die Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes auf 16 kA begrenzt.

Darüber hinaus umfassen die technischen Restriktionen die im Folgenden aufgeführten Vorgaben hinsichtlich der Versorgungsqualität der Zielnetze.

Spannungshaltung:

Für die Netze der Mittelspannungsebene ist im Rahmen der Zielnetzplanungen ein Band der Betriebsspannungen von 6 % der Nennspannung für den normalen und 12 % der Nennspannung für den gestörten Betrieb zugelassen. Zusätzlich wird gemäß VDEW Planungsrichtlinie zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen [38] berücksichtigt, dass der maximal zulässige Spannungsunterschied an Standorten mit dezentraler Erzeugung für eine Betrachtung mit bzw. ohne dezentrale Einspeisung maximal 2 % der Nennspannung betragen darf.

Versorgungszuverlässigkeit:

Die Versorgungszuverlässigkeit stellt ein zentrales Bewertungskriterium der Zielnetzuntersuchungen dieser Forschungsarbeit dar, sodass die Vorgabe konkreter Grenzwerte untersuchungsspezifisch erfolgt.

4.2.4.3 Unternehmensspezifische Planungsvorgaben

Unveränderliche Planungsvorgaben stellen für die Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes nur die Nennspannung und die Sternpunktbehandlung dar.

Nennspannung:

Mittelspannungsnetze werden in der Praxis fast ausschließlich mit Nennspannungen von 10 kV oder 20 kV betrieben, wobei die Wahl der Spannungsebene oftmals historisch bedingt ist [40]. Da heute nahezu keine Kostenunterschiede zwischen den Betriebsmitteln beider Spannungsebenen existieren, weisen 20-kV-Netze bei freier Wahl der Spannungsebene den Vorteil einer höheren Übertragungskapazität auf, sodass die Zielnetzplanungen für die synthetischen Versorgungsaufgaben VA-5 bis VA-7 einheitlich eine Nennspannung von 20 kV berücksichtigen. Die Versorgungsaufgaben VA-1 bis VA-4 basieren auf realen Mittelspannungsnetzgebieten, sodass die Nennspannungen der derzeitigen Netze für die Zielnetzuntersuchungen übernommen werden (Tabelle 3).

Tabelle 3: Nennspannung der betrachteten Versorgungsaufgaben

Versorgungsaufgabe	VA-1	VA-2	VA-3	VA-4	VA-5	VA-6	VA-7
Nennspannung [kV]	10	20	20	10	20	20	20



**Sternpunktbehandlung:**

Über 90 % der 20-kV-Stromkreislänge und über 70 % der 10-kV-Stromkreislänge wird in Deutschland mit Erdschlusskompensation betrieben [39]. Für die Zielnetzuntersuchungen dieser Forschungsarbeit werden daher 20(10)-kV-Netze mit Erdschlusskompensation betrachtet.

4.2.4.4 Freiheitsgrade der Zielnetzplanung

Im Rahmen der Grenzkostenuntersuchungen müssen kostenminimale Zielnetze ermittelt werden, die sehr unterschiedliche Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit erfüllen. Dazu ist die Berücksichtigung einer entsprechend großen Anzahl von Freiheitsgraden notwendig. Die in diesem Forschungsprojekt berücksichtigten Freiheitsgrade sowie die spezifischen Variationsmöglichkeiten sind im Folgenden erläutert.

Netzstruktur:

- Bei der Zielnetzplanung werden offen oder geschlossen betriebene Ring- oder Strangnetze sowie Strahlennetze berücksichtigt [40]. Die Anzahl der Umspannstationsabgänge und somit die Anzahl der Ringe, Stränge oder Strahlen stellt einen wesentlichen Freiheitsgrad dar.
- Die Bestimmung der nutzbaren Leitungstrassen erfolgt für die durchgeführten Grundsatzuntersuchungen automatisch. Dazu werden für jede Versorgungsaufgabe die direkten Verbindungen aller Stationen zu einer festen Anzahl nächstgelegener Nachbarstationen ermittelt. Um auch die topographischen Verhältnisse (z.B. Trassenführung entlang von Straßen) realer Versorgungsaufgaben geeignet zu berücksichtigen, wird für jede betrachtete Versorgungsaufgabe ein individueller Umwegfaktor berücksichtigt.
- Es werden weiterhin keine Stichtanbindungen berücksichtigt, da diese nur einen geringen Einfluss auf Zuverlässigkeit und Netzkosten ermöglichen, sofern praxisübliche Grenzen hinsichtlich der maximal zulässigen Netzstationsanzahl und –last innerhalb eines Stiches eingehalten werden.

Leitungstypen und Verkabelungsgrad:

- Die Zielnetze werden durch eine Grundsatzplanung ermittelt, sodass der Einsatz von Kabel oder Freileitung möglich ist. In diesem Zusammenhang muss in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe ein minimaler Verkabelungsgrad berücksichtigt werden, da Siedlungsgebiete mit geschlossener Oberflächenbebauung aus Platzgründen oftmals keine Errichtung von Freileitungen ermöglichen. Die berücksichtigten Leitungstypen sind im Anhang mit ihren technischen und wirtschaftlichen Parametern aufgeführt.

Tabelle 4: Netzstationsschaltanlagen

Schaltanlagentyp	Kosten	mittlere Schaltzeit
Lasttrennschalter	3.000 €	3 Minuten
Schraubverbindung	1.500 €	15 Minuten

Netzstationsschaltanlagen:

- In Ring- oder Strangnetzen der Mittelspannungsebene werden die überspannungsseitigen Sammelschienen der Netzstationen üblicherweise mit zwei Lasttrennschaltern in den Leitungszug eingeschleift. Eine Ausnahme bilden dabei die Netzstationen am Ende sowie an Verzweigungspunkten von Strahlennetzen oder bei Stichtanbindungen. Ausschließlich stromlos schaltbare Trennschalter



werden heute aus Gründen der Betriebssicherheit kaum noch verwendet. Es besteht grundsätzlich der Freiheitsgrad, dass anstelle von Lasttrennschaltern kostengünstigere Schraubverbindungen eingesetzt werden, was zu einer deutlichen Zunahme der Schaltzeiten bei geringeren Netzstationskosten führt. In diesem Zusammenhang werden die in Tabelle 4 aufgeführten Kenngrößen berücksichtigt.

Ausstattung mit Fernwirktechnik:

- Die Ausstattung der Netze mit Fernwirktechnik umfasst den Einsatz von ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern und fernsteuerbaren Schaltanlagen [39]. Da die fernwirktechnische Ausstattung von Mittelspannungsnetzen eine Kommunikationsverbindung mit der Leitstelle erfordert und Mittelspannungsnetze oftmals eine große Netzstationsanzahl umfassen, ist die Ausstattung mit Fernwirktechnik technisch und monetär vergleichsweise aufwendig und ein flächendeckender Einsatz somit nicht üblich. Nur die Schaltanlagen der HS/MS-Umspannstation sind nahezu immer mit Fernwirktechnik ausgestattet.
- Der zusätzliche Einsatz von Fernwirktechnik in Netzstationen ermöglicht jedoch eine Reduktion des Zeitaufwands für Fehlerortung und Teilwiederversorgung. Die Ausstattung einzelner Netzstationen mit Fernwirktechnik stellt somit einen zusätzlichen Freiheitsgrad für die Zielnetzuntersuchungen dar. Für die Ausstattung einer Netzstation mit ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern und fernsteuerbaren Schaltanlagen wird ein Kostenaufwand von 15.000 € berücksichtigt.
- Für die Schaltanlagen der HS/MS-Umspannstation wird der Einsatz von ferngemeldeten Schaltzuständen sowie fernsteuerbaren Schaltanlagen vorausgesetzt.

Automatisierungstechnik:

- Mittelspannungsnetze mit reinen Ring-, Strang- oder Strahlenstrukturen weisen üblicherweise nur ein Leistungsschaltfeld mit Schutztechnik im Abgang der speisenden Umspannstationsschaltanlage auf. Durch die Errichtung zusätzlicher Leistungsschaltfelder mit entsprechender Sekundärtechnik in den Abgängen können die Auslösebereiche und somit die Anzahl der nach einer Störung von einer VU betroffenen Netzstationen reduziert werden.
- Die Ausstattung von Netzstationen mit einem Leistungsschaltfeld und entsprechender Sekundärtechnik stellt somit einen weiteren Freiheitsgrad bei der Zielnetzplanung dar. Für das Leistungsschaltfeld, die zugehörige Sekundärtechnik sowie die kommunikationstechnische Anbindung der Netzstation werden Kosten von 47.500 € berücksichtigt.

Nutzungsdauer von Leitungsbetriebsmitteln:

- Das Ausfallverhalten von Kabel und Freileitungen hängt u.a. sehr stark vom Betriebsmittelalter ab. Die im Anhang für Freileitungen und Kabel angegebenen Zuverlässigkeitskenngrößen stellen somit einen Erwartungswert dar, der bei Einhaltung der üblichen Nutzungsdauern sowie unter Voraussetzung einer gleichverteilten Altersstruktur der Leitungsbetriebsmittel innerhalb eines Mittelspannungsnetzes gilt. Die für dieses Projekt berücksichtigten Nutzungsdauern der Betriebsmittel sind im Anhang aufgeführt.
- Wird von der üblichen Nutzungsdauer abgewichen und eine längere Nutzungsdauer angestrebt, so sinken die annuitätischen Kosten für die Betriebsmittel, während die Häufigkeit von Störungsereignissen ansteigt. Die dazu berücksichtigten Zusammenhänge zwischen der Nutzungsdauerverlängerung und der Ausfallhäufigkeit von Kabel und Freileitungen sind im Anhang dargestellt.



Jährliche Investitionskosten: $K_I = a \cdot A_0$

mit $a = \frac{(1 + iT_0)^N \cdot i}{(1 + iT_0)^N - 1}$ als Annuitätsfaktor

und i Kalkulationszinssatz
 N betriebsübliche Nutzungsdauer in Jahren
 T_0 zeitliche Diskretisierung (hier $T_0 = 1$ Jahr)
 A_0 Anschaffungskosten

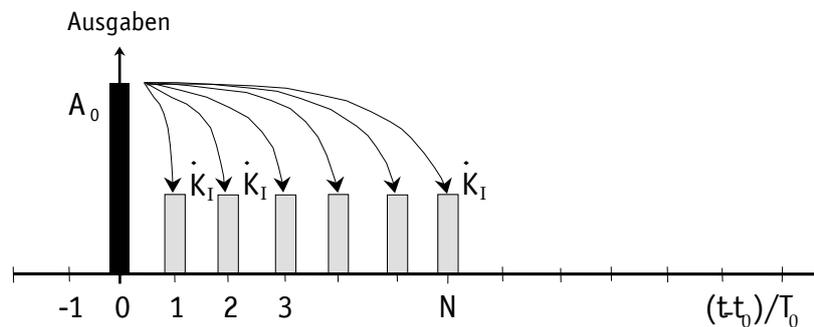


Bild 11: Annuitätsmethode

4.3 Annuitätsmethode

Für die Bestimmung netzbezogener Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit mittels automatisierter Zielnetzplanungen ist der monetäre Vergleich einer großen Anzahl verschiedener Zielnetzvarianten erforderlich. Ein direkter Vergleich von Investitionskosten unterschiedlicher Netzvarianten ist in diesem Zusammenhang nicht sinnvoll, da die Betriebsmittel verschiedene Nutzungsdauern aufweisen, entsprechende Investitionen daher zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen und die Betriebskosten nicht geeignet berücksichtigt werden können. Dieses Problem löst die Investitionsrechnung durch Auf- und Abzinsung sowie durch Mittelung einzelner Zahlungsfolgen über die Nutzungsdauer der jeweiligen Betriebsmittel. Für die Grundsatzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes ist die Bewertung vollständiger Zielnetze für einen fernliegenden Planungszeitpunkt erforderlich. Dabei werden weder die Altersstruktur der im Netz befindlichen Betriebsmittel noch die Zeitpunkte für Investitionen berücksichtigt. Es werden keine Kosten für konkrete Netzausbauprojekte im Sinne einer Ausbauplanung betrachtet, sondern nur die durchschnittlichen jährlichen Errichtungs-, Instandhaltungs- und Netzverlustkosten einer individuellen Zielnetzvariante bewertet, sodass die Annuitätsmethode die für diese Grundsatzuntersuchungen geeignete Bewertungsmethodik darstellt. Folgende Bestandteile der Netzkosten sind zu unterscheiden:

Investitionskosten:

Die Investitionskosten werden in annuitätische Kosten transformiert (Bild 11). Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- Betrachtung von kalkulatorischen Kosten auf Basis von Tagesneuwerten und technischen Nutzungsdauern der Betriebsmittel ohne Inflationseffekte
- Berücksichtigung einer zyklischen 1:1-Erneuerung der Betriebsmittel



- Konstanter Kalkulationszinssatz (Realzinssatz)
- Keine Berücksichtigung von Steuern, Versicherungen oder ähnlichem.

Die annuitätischen Investitionskosten \dot{K}_I werden mit Hilfe des Annuitätsfaktors \dot{a} nach Bild 11 aus den Anschaffungskosten A_0 der Betriebsmittel errechnet.

Betriebskosten:

Als Betriebskosten werden den Betriebsmitteln Kosten für Instandhaltung (Inspektion, Wartung und Instandsetzung) sowie weitere Umlagekosten als jährlicher Pauschalkostenfaktor \dot{b} (bezogen auf die Anschaffungskosten) zugeordnet.

Jährliche Betriebskosten: $\dot{K}_B = \dot{b} \cdot A_0$

Verlustkosten:

Die jährliche Verlustarbeit \dot{W}_V wird aus der Verlustleistung für den Höchstlastfall $P_{V_{\max}}$ mit Hilfe der Verluststundenzahl \dot{T}_V berechnet.

Die Verlustkosten \dot{K}_V ergeben sich unter Berücksichtigung von Arbeitspreis k_w und Jahresleistungspreis \dot{k}_p . Hierbei bleibt der Jahresleistungspreis, wie heute allgemein üblich, unberücksichtigt.

Jährliche Verlustkosten: $\dot{K}_V = k_w \cdot \dot{W}_V$

4.4 Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse

Die Versorgungszuverlässigkeit wird im Wesentlichen durch das Auftreten und das Ausmaß von VU bestimmt. Die Definition einer VU, die für die Zielnetzuntersuchungen dieses Forschungsprojektes maßgebend ist entspricht der Definition der VDN-Verfügbarkeitsstatistik [2]. Danach liegt eine VU vor, wenn die Spannung am Anschlusspunkt eines Endkunden länger als eine Sekunde unterbrochen wird. Die Auswirkungen von Umschaltautomatiken, erfolgreichen automatischen Wiedereinschaltungen und kurzzeitigen Ausschaltungen zur Erdschlusssuche (bis zu einer Dauer von 3 Minuten) werden dabei nicht als VU erfasst. Da für die netzbezogenen Untersuchungen dieses Projektes ausschließlich die systemspezifischen Auswirkungen von Komponentenausfällen untersucht werden, können die betriebsmittelspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik entnommen werden. Die für dieses Projekt berücksichtigten Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel sind im Anhang aufgeführt.

4.4.1 Verfahren zur Berechnung der Unterbrechungshäufigkeit

Die exakte Quantifizierung der Unterbrechungshäufigkeit erfordert die Berücksichtigung aller relevanten Ausfallarten. In Mittelspannungsnetzen zählen dazu die Einfachfehler mit Schutzauslösung, verzögerte oder unverzögerte Handabschaltungen sowie in Netzen mit Erdschlussstromkompensation zusätzlich die Mehrfacherdschlüsse.

Zur Berechnung der Unterbrechungshäufigkeit wird das praxiserprobte Verfahren Ramses eingesetzt [42], das alle genannten Ausfallarten durch entsprechende Ausfallmodelle nachbildet und auch Bestandteil des Netzberechnungsprogramms INTEGRAL ist, das von der FGH e.V. entwickelt wurde.



4.4.2 Verfahren zur Berechnung der Unterbrechungsdauer

Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit können ebenfalls mit dem Verfahren Ramses berechnet werden, das jedoch zur Begrenzung der Rechenzeit auf eine detaillierte Modellierung der Wiederversorgungsprozesse unter Berücksichtigung der Geographie und der durch die Störungsbeseitigungsstrategie bestimmte Anfahrt- und Schaltreihenfolge verzichtet. Da diese jedoch in Mittel- und Niederspannungsnetzen einen erheblichen Einfluss auf die kundenspezifische Unterbrechungsdauer haben, wird zur genauen Berechnung der Unterbrechungsdauer nach störungsbedingten VU das Verfahren INTUS eingesetzt, das den Ablauf von Fehlerortung und schrittweiser Wiederversorgung detailliert simuliert und den Einfluss von Netztopologie, Geographie, Fernwirktechnikfunktionen und Störungsbeseitigungsstrategie auf die kundenspezifische Versorgungszuverlässigkeit berücksichtigt [41, 43]. Die für die Auswertung von Entstörungsmaßnahmen berücksichtigten Kenngrößen sind im Anhang aufgeführt. Sie dienen als Eingangsgrößen für die Berechnung der Unterbrechungsdauern.

4.5 Modellnetzanalyse

Ziel der Modellnetzanalyse ist es, in stark vereinfachter, aber trotzdem realitätsnaher Weise den Einfluss von Eigenschaften der Last- und Gebietsstruktur auf Netzmengengerüste und damit auf die charakteristischen Kosten von Verteilungsnetzen zu ermitteln.

Die Methodik der Modellnetzanalyse fußt auf der Idee, homogene Versorgungsgebiete und darauf aufbauend homogene Modellnetze zu entwerfen, die komplex genug sind, um die zu untersuchenden Wechselwirkungen wiederzugeben, und gleichzeitig einfach genug, um diese Wechselwirkungen deutlich und nachvollziehbar herauszuarbeiten. Um dies zu erreichen, wird in jeder Spannungsebene eine vollkommen homogene Verteilung von Elementarlasten innerhalb von Versorgungs-Teilgebieten unterstellt, deren Ausdehnung genügend groß ist, um Randeffekte – wie z. B. aufgrund zu geringer Teilgebiets-Gesamtlast nicht vollständig ausgelastete Stationen – außer Acht lassen zu können. Das gesamte zu betrachtende Versorgungsgebiet wird dabei zusammengesetzt aus einer beliebigen Anzahl dieser Versorgungs-Teilgebiete. Die dem zu Grunde liegende Annahme ist die, dass sich ein heterogenes Gesamt-Versorgungsgebiet in jeweils in sich näherungsweise homogene Versorgungs-Teilgebiete zerlegen lässt.

Theoretisch müssten bei der Netzplanung zwar alle Spannungsebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden, jedoch ist dies aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist daher eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumlich und technisch (nach Spannungsebenen) abgegrenzte Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Spannungsebenen abgeleitet. Solche im Rahmen der vorliegenden Untersuchung in einer großen Bandbreite variierten Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung.

An dieser Entkopplung der Gesamtaufgabe orientiert sich auch die Modellnetzanalyse. Die Ermittlung der für eine gegebene homogene Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der NS-Ebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene. Die Modellnetzanalyse ermittelt das Netzmengengerüst sowie die zugehörigen Investitions- und Betriebskosten getrennt für jede Netzebene. In der vorliegenden Untersuchung sind die Ebenen Mittel- und Niederspannung betrachtet worden. Die Ergebnisse umfassen dabei hinsichtlich der Netzmengengerüste in den Leitungsebenen (NS und MS) neben den jeweiligen Gesamtlängen





weitere Informationen wie Länge der einzelnen Abgänge, Anzahl von Anschlüssen je Abgang, etc. und in der Umspannebene (MS/NS) neben der Anzahl der Stationen Angaben zur Anzahl von Abgängen je Station, zur Höchstlast je Station sowie zur Versorgungsfläche einer Station.

Hinsichtlich der Kosten erfolgt eine Aufstellung der annuitätischen Investitions- und Betriebskosten aufgeschlüsselt nach Leitungen (NS und MS), Schaltfeldern und Stationen (HS/MS und MS/NS) sowie zusätzlich die der Verlustkosten je Spannungsebene.

Zur Ermittlung dieser Ergebnisse sind Angaben zur Versorgungsaufgabe und zu Planungskriterien erforderlich. Zu den Informationen zur Versorgungsaufgabe gehören Angaben zur Höhe der Einzellasten und zur Lastdichte, bzw. Gesamtfläche und Gesamtlast, aufgeschlüsselt nach Nieder- und Mittelspannung. Hinsichtlich der Planungskriterien werden vor allem Informationen zur Dimensionierung der Betriebsmittel, wie z. B. die Strombelastbarkeit von Leitungen oder die Größe von Transformatoren, benötigt.

Des Weiteren sind Angaben zur Ermittlung der Kosten erforderlich. Hierzu gehören neben den spezifischen Investitionskosten und Betriebskostenzuschlägen je Betriebsmitteltyp weitere zur Kostenkalkulation erforderliche Parameter wie Kalkulationszinssätze und Abschreibungsdauern.

Zur Analyse der Zuverlässigkeit der verschiedenen mittels Modellnetzanalyse generierten Netze ist in dieser Untersuchung ein speziell an die Eigenschaften der Modellnetze angepasstes Zuverlässigkeitsanalyseverfahren eingesetzt worden.

4.6 Randbedingungen und Freiheitsgrade bei der Modellnetzanalyse

In den folgenden Abschnitten werden die bei den mittels Modellnetzanalyse durchgeführten Untersuchungen relevanten Randbedingungen und Freiheitsgrade dargestellt. Dabei wird nur auf diejenigen Aspekte eingegangen, die von denen in Abschnitt für die Zielnetzplanung-Untersuchungen dargestellten abweichen.

4.6.1 Planungsvorgaben – Versorgungsaufgaben

Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wesentlichen Eigenschaften der in den mittels Modellnetzanalyse durchgeführten Untersuchungen betrachteten Versorgungsaufgaben. Dabei handelt es sich um zwar synthetische, jedoch an der Bandbreite der in Realität vorkommenden Versorgungsaufgaben orientierte Versorgungsaufgaben.

Tabelle 5: Wesentliche Merkmale der betrachteten synthetischen Versorgungsaufgaben

Strukturmerkmal	Einheit	VA1	VA2	VA3	VA4	VA5
Anschlussdichte NS	tsd./km ²	45,0	10,0	3,3	3,6	0,3
Lastdichte NS	MW/km ²	2,6	1,4	1,1	0,3	0,2

Die Bandbreite reicht dabei von einem Innenstadtbereich mit hoher Anschluss- und Lastdichte (VA1) bis zu einem sehr ländlichen Bereich (VA5)

4.6.2 Planungsvorgaben – Netzstruktur und Netzausstattung

Im Rahmen der Modellnetzuntersuchungen müssen (wie bereits für die Referenznetzuntersuchungen erläutert) Zielnetze mit unterschiedlichen Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit ermittelt werden. Um dies zu erreichen, sind auch bei den Modellnetzbetrachtungen verschiedene Freiheitsgrade betrachtet und in großen Bandbreiten variiert worden.



In den *Mittelspannungsnetzen* sind folgende Freiheitsgrade betrachtet worden:

- Variation der Netzstruktur:
 - Ring
 - Strahl
 - Variation des Verkabelungsgrad:
 - in VA3-VA5 (Übergang bis ländlich): Variation des Verkabelungsgrads zwischen 0 und 100%
 - in VA1-VA2: Verkabelungsgrad = 100%
 - Begrenzung der Abgangslänge
- Variation des Einsatzes von Fernwirktechnik in den MS/NS-Stationen (Fernmeldung von Kurzschlussanzeigern und Fernsteuerung von Lasttrennschaltern)
- Variation des Einsatzes von Leistungsschaltern (und Schutz) in den MS/NS-Stationen
- Variation der Nutzungsdauer der Betriebsmittel

In den *Niederspannungsnetzen* sind folgende Freiheitsgrade betrachtet worden:

- Variation der Netzstruktur:
 - Ring
 - Strahl
 - Variation des Verkabelungsgrad:
 - in VA3-VA5 (Übergang bis ländlich): Variation des Verkabelungsgrads zwischen 0 und 100%
 - in VA1-VA2: Verkabelungsgrad = 100%
- Variation des Einsatzes von Kabelverteilerschränken (mit Abgangssicherungen)
- Variation der Nutzungsdauer der Betriebsmittel





5 Umfrageergebnisse

5.1 Repräsentativität und Plausibilisierung

5.1.1 Örtliche Verteilung der Stichprobe

Wie in Bild 12 und Bild 13 dargestellt liegt die Teilnahmequote mit 16,7% der befragten Haushalte und 23,0% der befragten Unternehmen in der üblichen Größenordnung, wie sie bei telefonischen, bundesweiten Haushalts- bzw. Unternehmensbefragungen zu erwarten ist. Eine sehr geringe Teilnahmequote hätte die Gefahr einer hier nicht zu erwartenden signifikanten Verzerrung durch systematische Nichtteilnahme bestimmter Kundengruppen erhöht. Entsteht gar kein Kontakt mit dem zu Befragenden, so kann davon ausgegangen werden, dass diese Ausfälle die Repräsentativität nicht gefährden und daher stichprobenneutral sind. Deren Anteil liegt bei den Haushalten deutlich über der bei Unternehmen, weil die Kontaktdaten im Haushaltsbereich über ein im Wesentlichen stochastisches Verfahren unter der Randbedingung bundesweiter Verteilung ermittelt wurden⁶, während die Kontaktdaten bei den Unternehmen aus einer entsprechend gepflegten Adressdatenbank ermittelt wurden. Die weitgehend homogene räumliche Verteilung der Befragten über das Bundesgebiet mit einer zu erwartenden Konzentration in den Ballungsgebieten ist mit grünen bzw. roten Kreisen markiert. Jeder Punkt entspricht dabei einem Befragten, größere Kreise kennzeichnen mehrmaligen Anruf (besetzt, Terminvereinbarung).

Brutto-Kontaktdaten:	8933	Anteil	
Stichprobenneutrale Ausfälle:			
Immer Anrufbeantworter	480		
Immer Besetzt	379		
Kein Anschluß	2964		
Es hebt keiner ab	628		
Firmenanschluss/Untern.	362		
Faxgerät	271		
Sonstige	774		
Gesamt	5858	65,6%	
Kontakt mit Teilnehmer:			
Kein Interesse	2085		
Nimmt grundsätzlich nicht an Studien teil	106		
Angerufene hat aufgehört	337		
Sonstige	4		
Gesamt	2532	28,3%	
Teilbefragung	37		
Vollständige Interviews	506		
Gesamt	543	6,1%	

Teilnahmequote: 16,7%

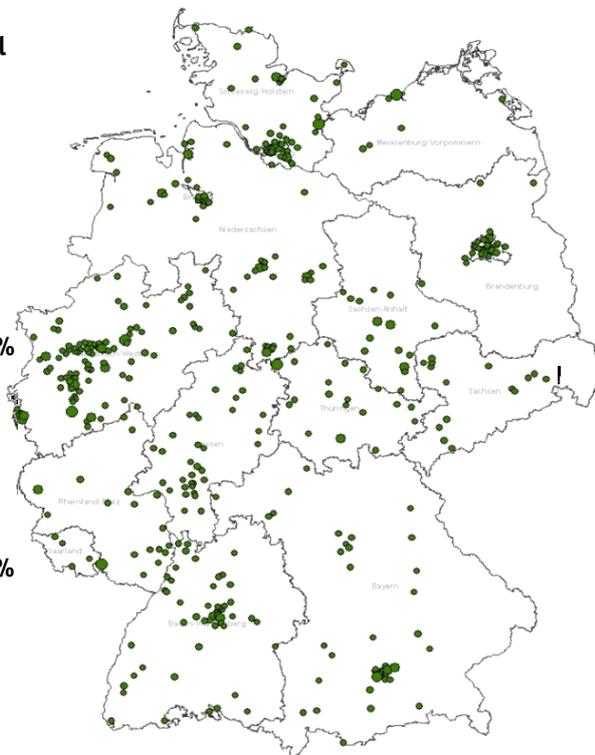


Bild 12: Örtliche Verteilung und erzielte Teilnahmequote bei Haushalten

⁶ Gabler-Häder-Prinzip



Die Thematik der zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie ist, vermutlich bedingt durch das auch im internationalen Vergleich sehr hohe Versorgungszuverlässigkeitsniveau in Deutschland, offensichtlich im Bewusstsein der Befragten wenig präsent. Sowohl bei den privaten Haushalten wie auch bei den Unternehmen ist die hohe Anzahl von Interviewablehnungen wegen mangelndem Interesse (2085 bei Haushalten bzw. 1375) bestimmend für die Teilnahmequote.

Brutto-Kontaktdaten:	3000	Anteil	
Stichprobenneutrale Ausfälle:			
Immer Anrufbeantworter	75		
Immer Besetzt	46		
Kein Anschluß	184		
Es hebt keiner ab	83		
Privathaushalte	155		
Faxgerät	89		
Sonstige	184		
Gesamt	816	27,2%	
Kontakt mit Teilnehmer:			
Kein Interesse	1375		
Nimmt grundsätzlich Studien teil nicht an	148		
Angerufene hat aufgelegt	70		
Sonstige	79		
Gesamt	1672	55,7%	
Vollständige Interviews	500		
Gesamt	512	17,1%	
			Teilnahmequote: 23,0%

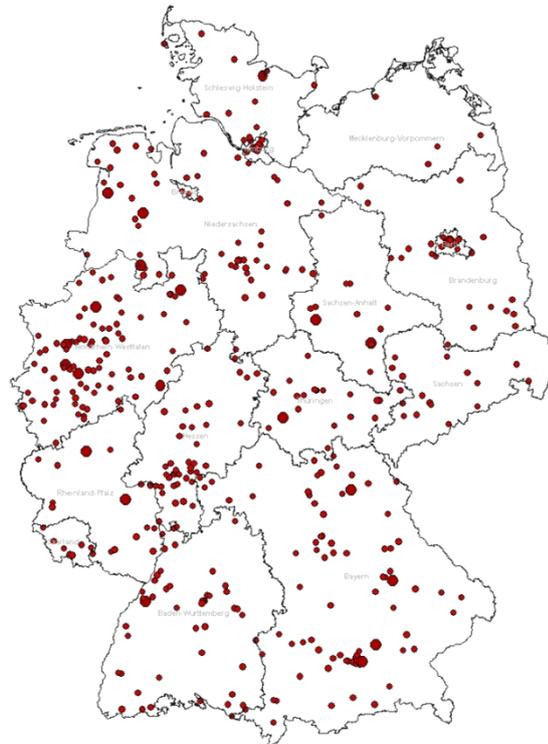


Bild 13: Örtliche Verteilung und erzielte Teilnahmequote bei Unternehmen

5.1.2 Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit

Die befragten Haushalte waren in den letzten 3 Jahren im Mittel von 1,3 VU betroffen, die mittlere Unterbrechungsdauer lag bei 83 Minuten. Bei den Unternehmen wurden ebenfalls durchschnittlich 1,3 VU mit einer mittleren Dauer von 89 Minuten angegeben. Im Rahmen der Erfassungsgenauigkeit sind die Ergebnisse für beide Kundengruppen als näherungsweise identisch einzustufen. Ein anderes Ergebnis hätte auch überrascht, da alle Kunden an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind und somit die gleichen das Versorgungszuverlässigkeitsniveau bestimmenden VU mit Ursache mit Mittelspannungsnetz erfahren. Die Einbindung in das Niederspannungsnetz kann sich zwischen Haushalten und Unternehmen unterscheiden, da letztere aufgrund ihrer höheren Spitzenlast durchaus über gesonderte Leitungen aus der Ortsnetzstation versorgt sein können.

Im internationalen Vergleich weisen nur wenige Länder ein vergleichbar hohes Zuverlässigkeitsniveau auf. Von diesen liegen nur für die Niederlande vergleichbare Umfrageergebnisse vor, so dass sich der direkte internationale Vergleich vor allem mit diesem Land anbietet (Kapitel 6.1.2).

Ein größerer Zeithorizont für den Erfahrungsrückblick wäre hinsichtlich der statistischen Belastbarkeit der Daten vorteilhaft, erscheint jedoch mit Blick auf die begrenzte Erinnerungsleistung unrealistisch. International wird häufig nur ein Jahr als Bezugszeitraum gewählt, dieser erfordert dann einen entsprechend erhöhten Stichprobenumfang (Kapitel 6.1.2). Bild 14 bis Bild 17 zeigen die Verteilung der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit für Haushalte bzw. Unternehmen. Eine nennenswerte Anzahl der Befragten hat erheblich mehr VU als der Durchschnitt erlebt, während der Anteil der Befragten, die sich an keine VU in den letzten drei Jahren erinnern können, jeweils bei etwa 50%



liegt. Dies bestätigt die Überlegungen in Kapitel 2.3.2 zum fehlenden Bewertungsmodell für VU. Für diese Befragte ist die Bewertungsaufgabe somit rein hypothetisch und zudem im Hinblick auf eine Zahlungsbereitschaft bei weiterer Verbesserung des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland abstrakt. Diese Problematik lässt sich nicht vollständig lösen und führt implizit zu Unsicherheiten in der Interpretation der quantitativen Ergebnisse der Erfassungsansätze zur monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. Hinsichtlich der statistischen Belastbarkeit der nachfolgend beschriebenen Auswertungen zur durchschnittlichen Dauer und zu den Konsequenzen bzw. schwerwiegendsten Konsequenzen der letzten VU ist anzumerken, dass die GG der Stichprobe um diesen Anteil bereinigt wurde und somit nur noch ca. 250 Befragte umfasst.

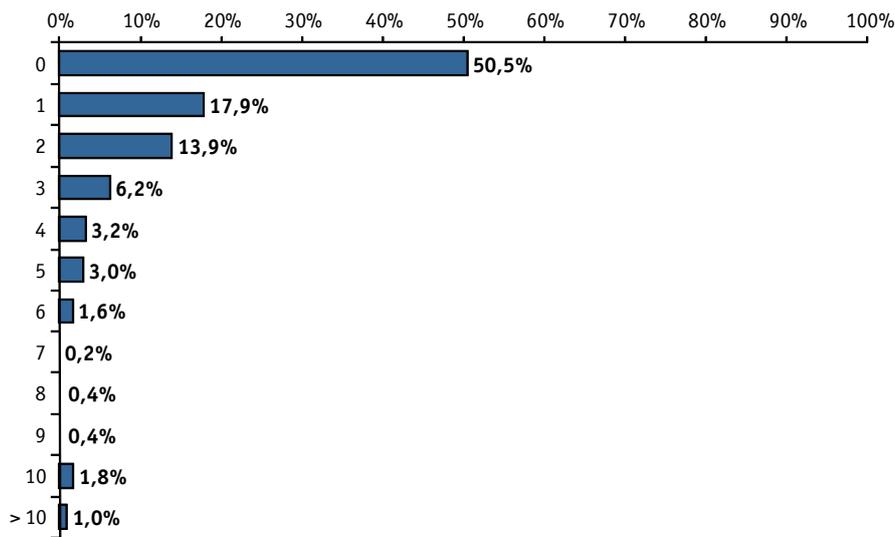


Bild 14: Anzahl erfahrener Stromausfälle der letzten 3 Jahre (Haushalte)

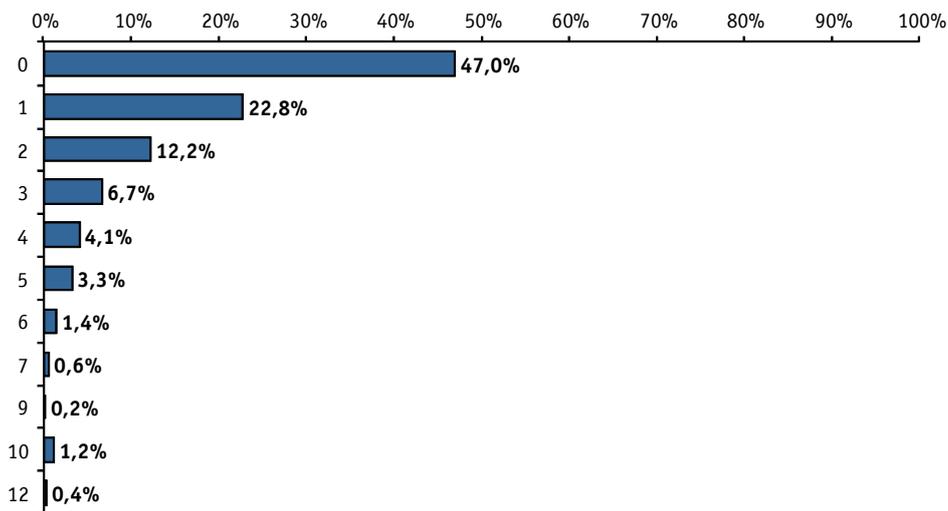


Bild 15: Anzahl erfahrener Stromausfälle der letzten 3 Jahre (Unternehmen)

Die ermittelten Zahlen weichen nur gering von denen entsprechender Störungsstatistiken der Netzbetreiber ab, die als deutschlandweiten Durchschnitt der letzten Jahre 2004-2006 etwa 1,6 VU je Letztverbraucher mit einer Dauer von knapp 70 min als Summe der Auswirkungen von stochastischen und geplanten VU erwarten lassen [2] Die geringere von den Befragten registrierte Unterbrechungs-



häufigkeit lässt sich direkt auf Unsicherheiten in der Erinnerung sowie auf die Frage zurückführen, inwieweit Stromausfälle von den Befragten erlebt werden, weil nicht die gesamte Zeit zu Hause verbracht wird. Die höhere erfasste Dauer dürfte im Wesentlichen durch die vorrangige Erinnerung längerer Stromausfälle begründet sein. Demzufolge kann festgehalten werden, dass die Befragten als repräsentativ für Deutschland hinsichtlich der bisher erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit betrachtet werden können.

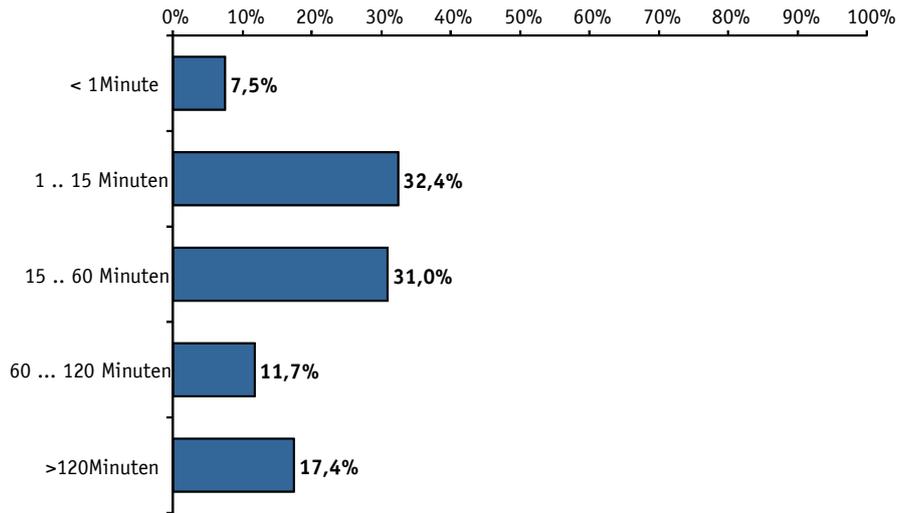


Bild 16: Dauer des letzten erfahrenen Stromausfalls der letzten 3 Jahre (Haushalte)

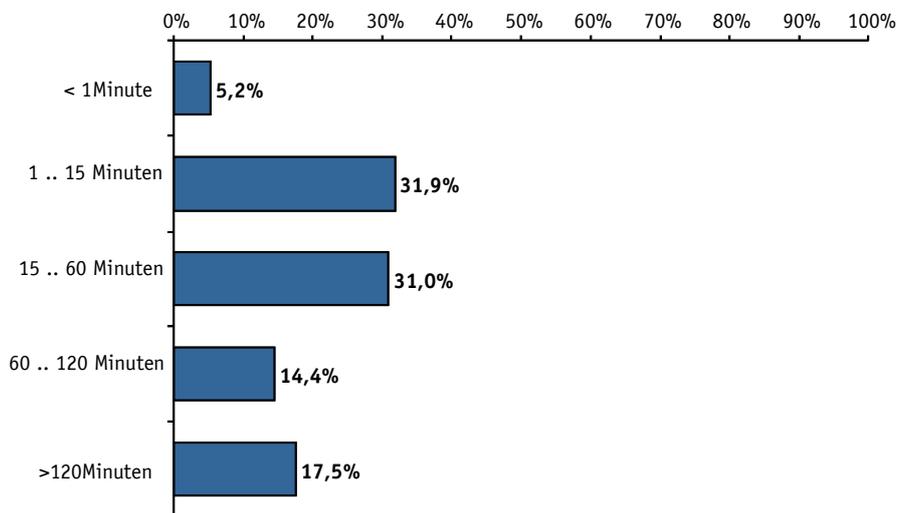


Bild 17: Dauer des letzten erfahrenen Stromausfalls der letzten 3 Jahre (Unternehmen)

5.2 Zusammensetzung des kundenbezogenen Wertes der Zuverlässigkeit

Die Auswahl geeigneter Erfassungsansätze zur Ermittlung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wird wesentlich bestimmt durch die erwartete Zusammensetzung dieses Wertes bzw. des Schadens durch VU (s. Kapitel 3). Hinweise auf die dominanten Einflussfaktoren auf die Bewertung können aus der Häufigkeitsverteilung aller angegebenen sowie den als am schwer-



wiegendsten empfundenen Konsequenzen von Stromausfällen gezogen werden. Inwieweit ein über den individuellen Mehrwert einer hohen Versorgungszuverlässigkeit hinausgehender (subjektiv empfundener) allgemeiner Mehrwert existiert und bei der Erfassung zu berücksichtigen ist wird in Kapitel 5.2.2 diskutiert.

5.2.1 Konsequenzen von VU

Die Erfassung der subjektiv empfundenen Konsequenzen von Stromausfällen erfolgte zweistufig. Zunächst wurden die Auswirkungen des letzten erfahrenen Stromausfalls (Zeithorizont max. 3 Jahre) frei abgefragt, Mehrfachnennungen waren möglich. Anschließend wurden die Befragten gebeten die von den genannten schwerwiegendste Konsequenz zu benennen und den erlittenen Schaden monetär zu bewerten. Für die Mehrheit der Befragten hatte der letzte erfahrene Stromausfall keinerlei merklich negative Auswirkungen. Dies ist zum Teil auf eine in dieser Gruppe unterdurchschnittliche Dauer der letzten individuell erfahrenen VU zurückzuführen. Im Mittel liegt die angegebene Dauer in dieser Gruppe bei 55 Minuten, wobei 50% der Befragten eine Dauer kleiner 20 Minuten angaben. Demgegenüber liegt nach Kapitel 5.1.2 der Durchschnitt über alle privaten Haushalte bei 83 Minuten. Dies deutet bereits auf einen nennenswerten Einfluss der Unterbrechungsdauer auf die monetäre Bewertung von VU hin.

Immerhin 46% der befragten Haushalte gaben an, keinerlei Konsequenzen durch den letzten Stromausfall erlitten zu haben. Wurden Konsequenzen angegeben, so sind nach Bild 18 die am häufigsten genannten der Ausfall von Unterhaltungsmedien und Licht. Mit Ausnahme verdorbener (oder als verdorben gewerteter) Nahrungsmittel (Anteil 20%) sind alle angegeben Konsequenzen immateriell. Vor diesem Hintergrund erscheint der mit 6% geringe Anteil der befragten Haushalte mit einem finanziellen Schaden durch die letzte erfahrene VU plausibel. Der durchschnittliche Schaden durch die letzte VU wurde mit etwa 60ct bei ungeplanten und 0ct bei geplanten VU angegeben, geplante VU sind demnach für die kundenseitige Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit nur von nachrangiger Bedeutung, zumal sie üblicherweise während der normalen Arbeitszeit auftreten.

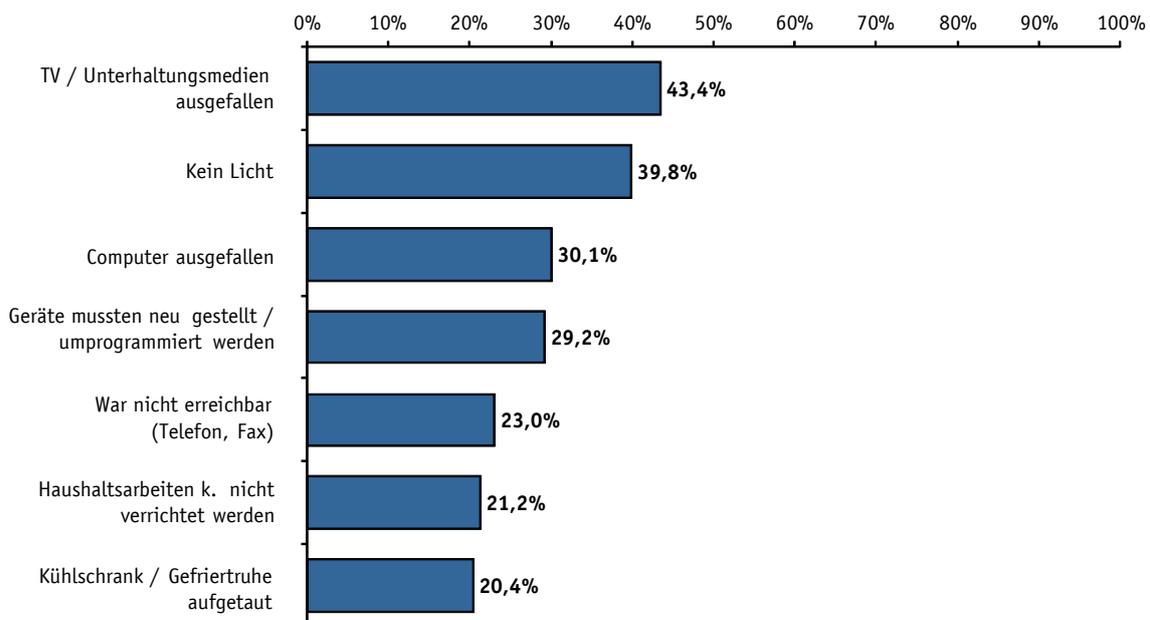


Bild 18: Konsequenzen der letzten erfahrenen VU (Haushalte)
Mehrfachnennungen möglich



Die als am schwerwiegendsten empfundenen Konsequenzen von VU sind nach Bild 19 ebenfalls zum überwiegenden Teil immateriell, eine Abschätzung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit sollte daher auch „Schäden“ durch Unannehmlichkeiten erfassen.

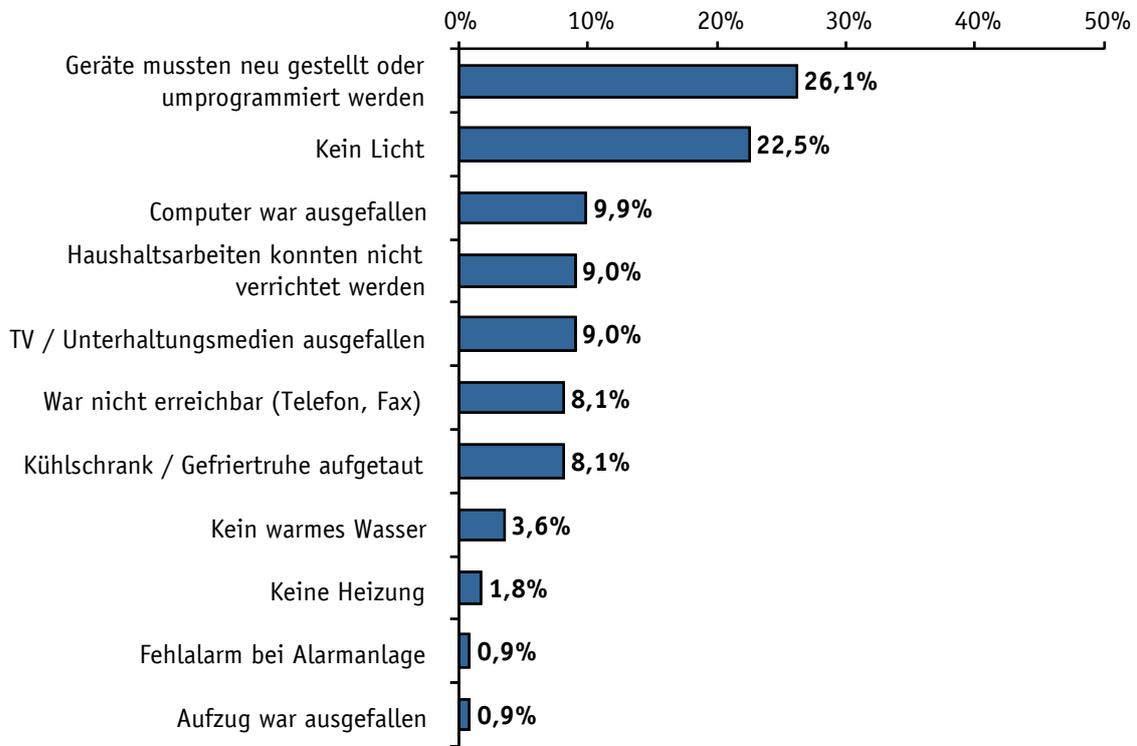
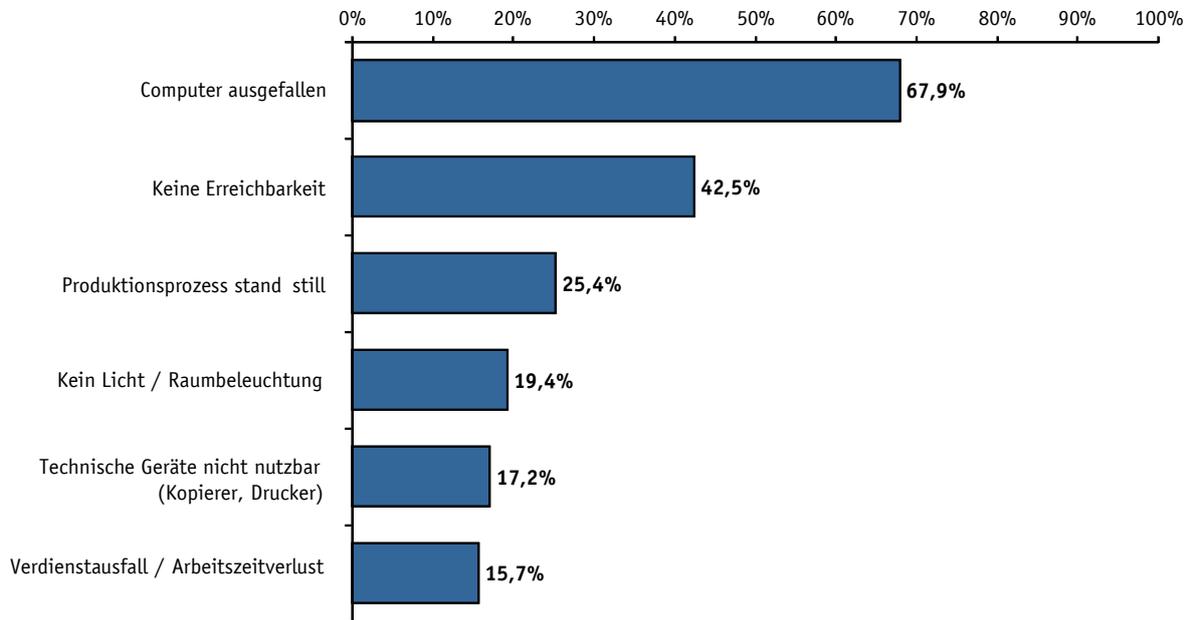


Bild 19: Schwerwiegendste Konsequenz der letzten erfahrenen VU (Haushalte)

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den gewerblichen Letztverbrauchern. Überraschenderweise hatte für immerhin 42% der letzte erfahrene Stromausfall keine signifikanten Konsequenzen. Auch hier korreliert die Frage, ob die VU Konsequenzen hatte, schwach mit der Dauer der letzten individuell erfahrenen VU. Die durchschnittliche Dauer des Stromausfalls liegt bei den Befragten, die von keinen merklichen Konsequenzen berichten konnten mit 58 Minuten (50% der Befragten mit Dauer der letzten VU bis 20 Minuten) um mehr als 30 Minuten unter dem allgemeinen Durchschnitt der Kundengruppe Unternehmen. Da bei den hier betrachteten Niederspannungs-Gewerbekunden oftmals nur während üblicher Arbeitszeiten Mitarbeiter anwesend sind, könnte eine Ursache für diesen Wert das Auftreten der VU außerhalb dieser Arbeitszeiten sein. Von den Unternehmen, die in den letzten 3 Jahren von einer VU betroffen waren, gaben 17% an, auch einen finanziellen Schaden erlitten zu haben, der sich für diese Gruppe im arithmetischen Mittel zu 2770€ ergibt. Somit liegt für Unternehmen der mittlere Schaden durch die letzte erfahrene VU bei 470€. Eine weitere Unterscheidung der Schäden nach geplanten und ungeplanten VU ist aufgrund der geringen zugrundeliegenden GG nicht sinnvoll möglich. Am häufigsten genannte Auswirkung bei VU ist der Ausfall von IT/TK, die mit Abstand schwerwiegendste Konsequenz ist der Ausfall der IT. Während Arbeitsplatzrechner zunehmend durch Notebooks ersetzt und damit zumindest zeitweilig von einer externen Stromversorgung unabhängig betrieben werden können, gilt dies für die Netzwerktechnik und damit auch für die elektronische Kommunikation (Email, Internet, VoIP, etc.) nicht. Es ist daher auch mittelfristig auf Basis der genannten Konsequenzen nach Bild 20 nicht mit geringeren Schäden im betrachteten Kundensegment durch VU zu rechnen. Mit wenigen Ausnahmen stellen die genannten als besonders schwerwiegend genannten Konsequenzen Störungen der Wertschöpfung und damit direkt quantifizierbare finanzielle, aber nicht unbedingt materielle, Schäden dar. Daher kann der finanzielle



Schaden durch VU für Unternehmen auch über direkte Abfrage der monetären Konsequenzen ggf. in Abhängigkeit der Dauer der Unterbrechung in guter Näherung abgeschätzt werden (Kapitel 5.7).



*Bild 20: Konsequenzen der letzten erfahrenen VU (Unternehmen)
Mehrfachnennungen möglich*

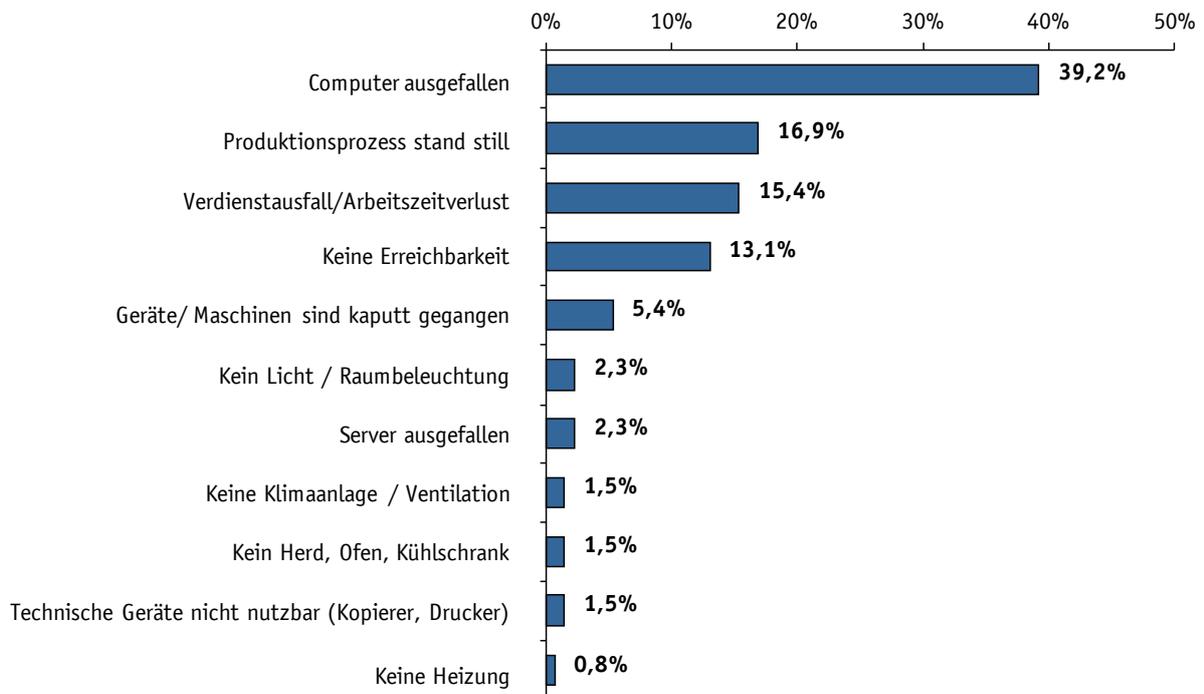


Bild 21: Schwerwiegendste Konsequenz der letzten erfahrenen VU (Unternehmen)



5.2.2 Individueller / allgemeiner Mehrwert der Versorgungszuverlässigkeit

Neben der in Kapitel 5.2.1 diskutierten Frage, ob eine reine Betrachtung des materiellen Schadens durch VU hinreichend für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit sein kann, ist unsicher, inwieweit ein über den „individuellen Mehrwert“ der Versorgungszuverlässigkeit hinausgehender Mehrwert für das Gemeinwohl existiert und bei der Bewertung zu berücksichtigen ist. Unter diesem Mehrwert soll im Folgenden ein allgemeines und nicht direkt monetär bezifferbares Qualitätsempfinden insbesondere im internationalen Vergleich verstanden werden („Deutschland als Qualitätsweltmeister“). Ein solcher Mehrwert geht also über die rein rationale Schadensvermeidung durch höhere Zuverlässigkeit hinaus.

Es ist mir sehr wichtig, dass Deutschland im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Versorgungsqualität bietet.

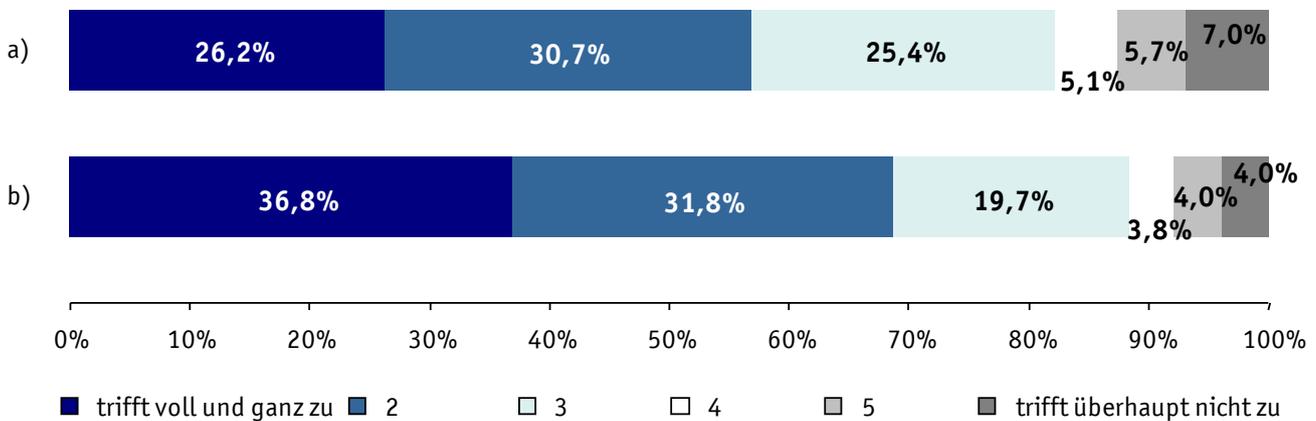


Bild 22: Relevanz international überdurchschnittlicher Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland a) Haushalte b) Unternehmen

Die Ermittlung dieser abstrakten Einflussgröße auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wurde über eine rein qualitative Frage mit Antwortmöglichkeiten im Schulnotensystem von 1 (trifft voll und ganz zu) bis 6 (trifft überhaupt nicht zu) realisiert. Diese Skala ist in der Marktforschung aufgrund der für weite Teile der Bevölkerung guten Verständlichkeit üblich. Aufgrund der fehlenden Rückkopplung auf die mit hoher Versorgungszuverlässigkeit meist verbundenen höheren Netzkosten (Kapitel 4) sind die in Bild 22 dargestellten Ergebnisse kritisch zu beurteilen und nur als Hinweise auf die mögliche Existenz des postulierten „allgemeinen Mehrwerts“ zu interpretieren. Allerdings erfolgte die Stellung dieser Frage bewusst am Ende der Befragung, nach dem die vorhergehenden Fragen durchaus auf die Existenz einer Preis-Qualitäts-Kopplung hinweisen.

Die Mehrheit der befragten Haushalte (57%) und mehr als $\frac{2}{3}$ der befragten Unternehmen sehen eine im internationalen Vergleich überdurchschnittliche Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland als wichtig oder sehr wichtig an. Denkbar ist auch, dass das bereits heute überdurchschnittlich hohe Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in der elektrischen Energieversorgung in Deutschland diese geäußerte Erwartungshaltung beeinflusst. Allerdings dürfte das aktuelle Niveau der Versorgungszuverlässigkeit und insbesondere die internationale Einordnung den Befragten im Allgemeinen nicht bekannt gewesen sein.



5.3 Kundenzufriedenheit und grundsätzliche Zahlungsbereitschaft

Für ein besseres Verständnis und auch die Plausibilisierung der Ergebnisse der quantitativen Erfassung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wurden zunächst Erhebungen zur Zufriedenheit mit dem aktuellen Niveau in Deutschland durchgeführt. Im nächsten Schritt wurde dann die grundsätzliche Zahlungsbereitschaft bei, durch zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur, weiter erhöhter Versorgungszuverlässigkeit bzw. die Akzeptanz verringerter Zuverlässigkeit bei netzseitigen Kosteneinsparungen und damit verringerten Stromkosten ermittelt. Wird der Preis-Qualitäts-Zusammenhang auch in der Stromversorgung nicht explizit erwähnt, ergibt sich, wie nachfolgend dargestellt, eine deutlich erhöhte Veränderungsbereitschaft, insbesondere ein deutlich stärker ausgeprägter Wunsch nach mehr „Qualität“ im Sinne reduzierten Störungsaufkommens. Daraus ist zu folgern, dass dieser Zusammenhang dem Letztverbraucher oftmals nicht bewusst ist und daher die Bewertung aufgrund der dann einseitigen Betrachtung verfälscht wird. Das Aufzeigen einer direkten Auswirkung der gewünschten Versorgungszuverlässigkeit auf den eigenen Strompreis erscheint daher zielführender als der Ansatz über die Ermittlung von Schadenskosten, zumal diese ohnehin bei Haushalten kaum materiell sind (s. Kapitel 5.2.1).

5.3.1 Zufriedenheit mit der aktuellen Versorgungszuverlässigkeit

Die Zufriedenheit mit dem heutigen Niveau ist, sicherlich auch bedingt durch die im internationalen Vergleich sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland, stark ausgeprägt. Insgesamt 78% der Befragten Haushalte und 79% der Unternehmen halten das heutige Niveau für angemessen⁷. Um Verzerrungen durch möglicherweise selbst nicht erlebte / erinnerte VU zu vermeiden, wurde der statistisch über die letzten Jahre ermittelte Wert [2] bei der Fragestellung als Referenz mit angegeben.

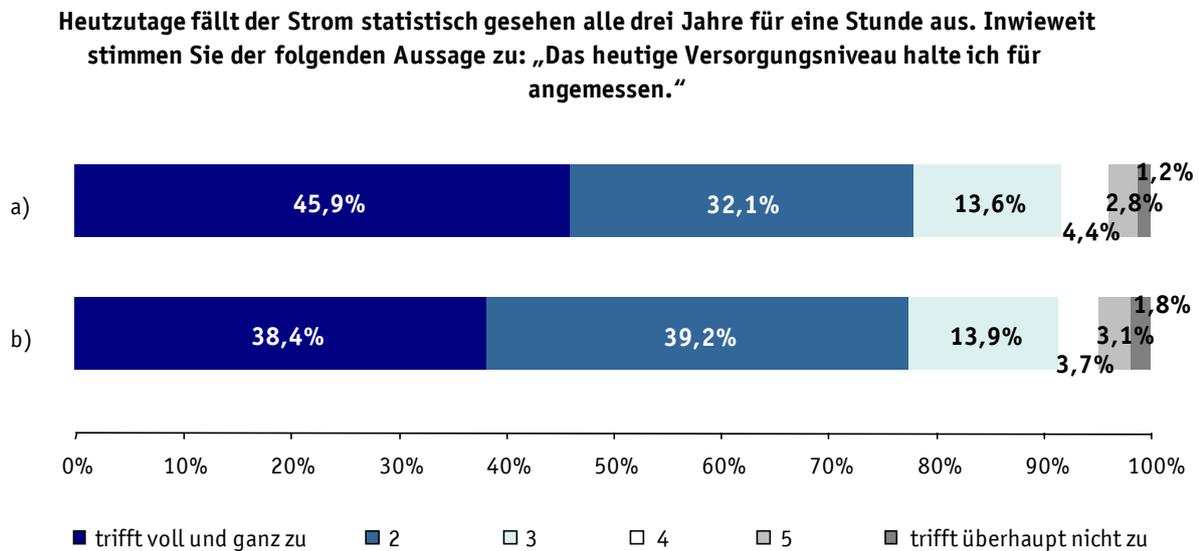


Bild 23: Angemessenheit der heutigen Versorgungszuverlässigkeit
a) Haushalte b) Unternehmen

⁷ Top-Box: Anteil der Befragten mit Antworten der Schulnoten 1 und 2



Auch hier sollte den Befragten eine Preis –Qualitäts – Kopplung aufgrund der vorhergehenden Abfragen zur Zahlungsbereitschaft (s. Anhang 9.2 - 9.4) eigentlich bewusst sein, so dass die Ergebnisse schon rein qualitativ keine große Veränderungsbereitschaft hinsichtlich des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit erwarten lassen.

Heutzutage fällt der Strom statistisch gesehen alle drei Jahre für eine Stunde aus. Inwieweit stimmen Sie der folgenden Aussage zu: „Das heutige Versorgungsniveau hält mein Unternehmen für angemessen.“

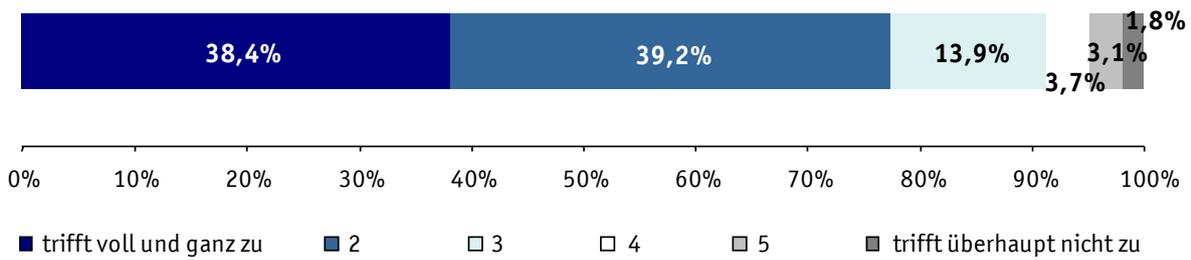


Bild 24: Angemessenheit der heutigen Versorgungszuverlässigkeit (Unternehmen)

5.3.2 Grundsätzliche Veränderungs- und Zahlungsbereitschaft

Die Bild 25 zugrunde liegende Frage aus dem letzten Abschnitt f) der Umfrage beinhaltet einen Hinweis auf eine Preis – Qualitäts – Kopplung, jedoch ohne die Auswirkungen auf die dem Kunden entstehenden Stromkosten zu verdeutlichen. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, wenn größere Anteile der Letztverbraucher (31% der Haushalte und 34% der Unternehmen⁸) eine erhöhte Investitionsbereitschaft seitens der Netzbetreiber für eine verbesserte Versorgungsqualität fordern.

Mein Stromversorger sollte mehr in die Versorgungsqualität – d.h. weniger Stromausfälle und kürzere Dauer – investieren.

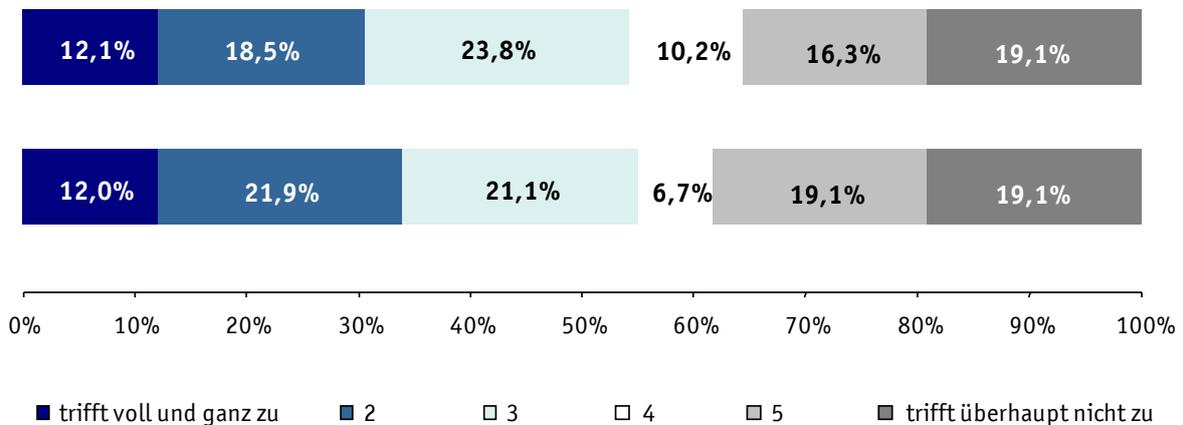


Bild 25: Qualitative Bewertung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit - a) Haushalte b) Unternehmen

⁸ Top-Box: Anteil der Befragten mit Antworten der Schulnoten 1 und 2



Wird für eine solche Verbesserung aber auch eine Erhöhung des Strompreises gefordert (Bild 26) so sind nur 7% (bzw. 14% nach Rückfrage) der befragten Haushalte bereit, für eine sehr deutliche Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit mehr zu zahlen. Die Differenz zu den Ergebnissen nach Bild 25 verdeutlicht den Einfluss der Fragestellung bei der Ermittlung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit.

Stellen Sie sich vor, dass Ihr Stromversorger die Versorgungsqualität sehr deutlich erhöht. D.h.: Die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls ist sehr gering. Und wenn der Strom tatsächlich einmal ausfallen sollte, wäre die Dauer nur sehr kurz. Wären Sie bereit, hierfür einen Mehrpreis zu Ihrer aktuellen Stromrechnung zu bezahlen?

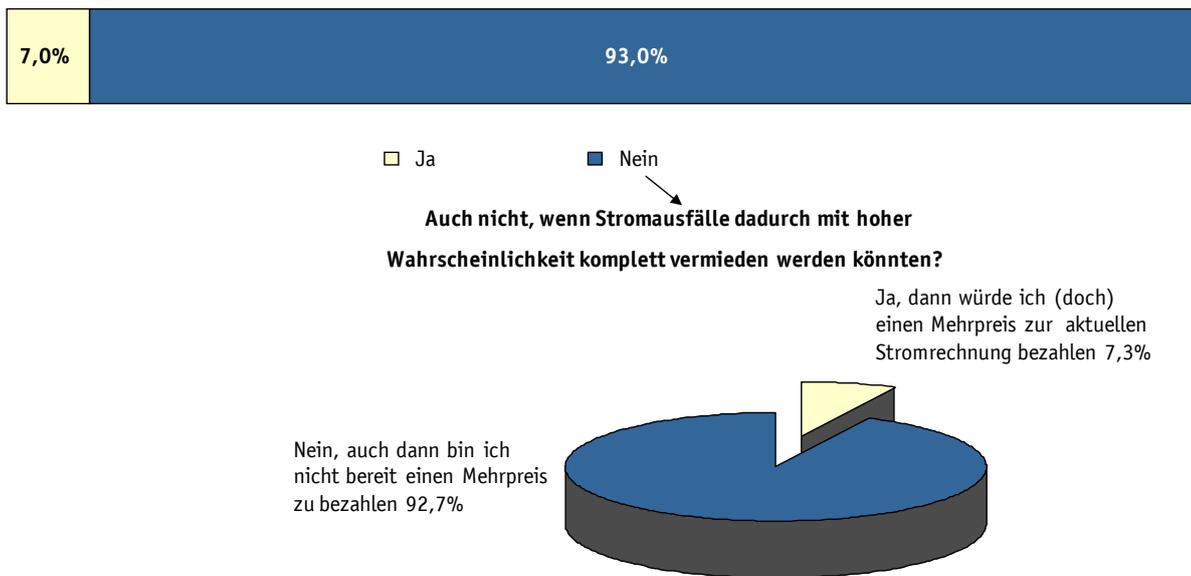


Bild 26: Grundsätzliche Zahlungsbereitschaft für erhöhte Versorgungszuverlässigkeit (Haushalte)

Die nach Bild 26 in Aussicht gestellte Versorgungszuverlässigkeit („Stromausfälle werden mit hoher Wahrscheinlichkeit komplett vermieden“) stellt für sich kein wirtschaftlich realisierbares Szenario dar und dient nur der Ermittlung grundsätzlicher Zahlungsbereitschaften. Gleiches gilt für die „sehr deutliche“ Absenkung der Stromrechnung in Bild 28 und Bild 29 bei verminderter Versorgungszuverlässigkeit⁹. Analog zu den privaten Haushalten ist nach Bild 27 auch bei den befragten Unternehmen eine sehr geringe Zahlungsbereitschaft zu beobachten. Diese fällt mit nur 5% (bzw. 8% nach Rückfrage) sogar noch niedriger als bei den Haushalten aus. Die geringe Zahlungsbereitschaft in beiden Kundengruppen lässt sich zum einen auf das überdurchschnittlich hohe Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland und zum anderen wohl auch auf den signifikanten Anstieg der Strompreise im Vorfeld und Verlauf der Umfrage zurückführen. Obwohl dieser seitens der Energieversorgungsunternehmen über die steigenden Erzeugungskosten begründet wird und im Betrachtungszeitraum kein Preisanstieg der Netznutzungsentgelte zu beobachten war, lässt die Preisentwicklung bei den Verbrauchern wenig Spielraum für weitere Zahlungsbereitschaft. Beide angeführte Erklärungsversuche ließen eine erhöhte Akzeptanz verminderter Versorgungszuverlässigkeit bei (angemessener) Reduktion der Stromrechnung erwarten. Dennoch lehnen nach Bild 28 etwa 75% (bzw. immerhin noch 63% nach Rückfrage) der befragten Haushalte ein solches Szenario unabhängig von der gebotenen

⁹ Auf Nachfrage wurde die „sehr deutliche Absenkung mit 15% angegeben. Bei einem Anteil der Netzkosten am gesamten Strompreis von ca. 1/3 und davon ca. 2/3 direkt beeinflussbar entspräche eine 15% Reduktion der Stromrechnung nahezu dem Abbau des gesamten Stromnetzes im Nieder- und Mittelspannungsbereich.



finanziellen Entschädigung grundsätzlich ab. Dieses Ergebnis ist, auch aufgrund seines grundsätzlichen Charakters, zunächst überraschend. Bei den Unternehmen ist die Ablehnung nach Bild 29 mit 91% (bzw. 87% nach Rückfrage) sogar nochmals ausgeprägter. Grundsätzlich sind zwei Interpretationen denkbar:

- Versorgungszuverlässigkeit wird als so hohes Gut eingeschätzt, dass Einsparungen in diesem Bereich allgemein für weite Teile der Bevölkerung nicht akzeptabel sind.
- Die angebotene Kompensation in Form einer beschränkten prozentualen Reduktion der Stromrechnung ist nicht hinreichend bzw. die absolute Höhe der Stromrechnung ist zu unbedeutend im Vergleich zu anderen Kosten.

Der zweite Punkt erscheint insbesondere für wenig energieintensive, aber stark stromabhängige Unternehmen, wie sie häufig im dienstleistungs- und kleingewerblichen Bereich vorkommen, durchaus plausibel. Zudem widerspricht die ebenfalls geringe Zahlungsbereitschaft bei verbesserter Versorgungszuverlässigkeit der ersten These einer besonders hohen Wertschätzung der zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie.

Stellen Sie sich vor, dass der Stromversorger Ihres Unternehmens die Versorgungsqualität sehr deutlich erhöht. D.h.: Die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls ist sehr gering. Und wenn der Strom tatsächlich einmal ausfallen sollte, wäre die Dauer nur sehr kurz. Wäre Ihr Unternehmen bereit, hierfür einen Mehrpreis zur aktuellen Stromrechnung zu bezahlen?

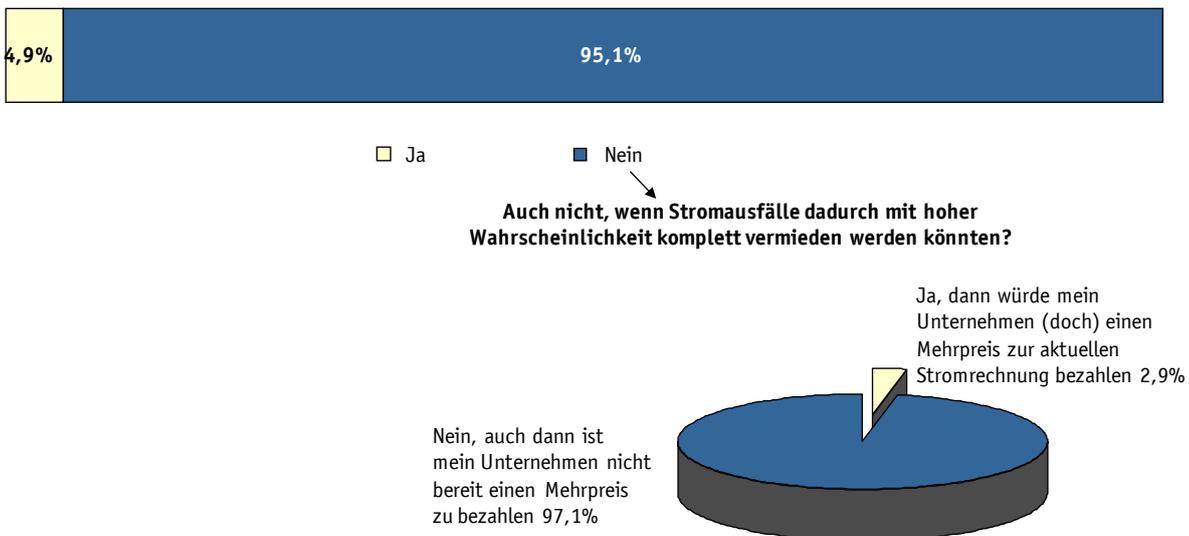


Bild 27: Grundsätzliche Zahlungsbereitschaft für erhöhte Versorgungszuverlässigkeit (Unternehmen)

Die grundsätzlich geringe Veränderungsbereitschaft sowohl in Richtung besserer Versorgungszuverlässigkeit bei erhöhten Kosten als auch in Richtung verminderter Qualität bei entsprechenden Kosteneinsparungen deckt sich mit der hohen Zufriedenheit mit dem aktuellen Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland nach Bild 23 und Bild 24. Alle weiteren Ergebnisse, insbesondere der quantitativen Erfassungsansätze (Kapitel 5.4 - 5.6) sind vor diesem Hintergrund zu interpretieren und zu plausibilisieren.



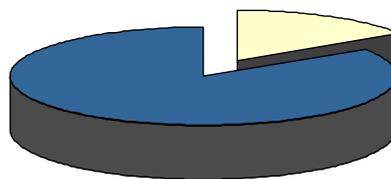
Würden Sie ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür der Strompreis sinkt?



□ Ja ■ Nein

Auch nicht, wenn Ihre Stromrechnung dann sehr deutlich sinken würde?

Nein, selbst bei einer deutlich gesunkenen Stromrechnung bin ich nicht bereit ein verringertes Versorgungsniveau zu akzeptieren 84,1%



Ja, ich würde ein verringertes Niveau akzeptieren, wenn dafür die Stromrechnung deutlich sinkt 15,9%

Bild 28: Grundsätzliche Akzeptanz für verringerte Versorgungszuverlässigkeit bei Entschädigungszahlungen bzw. reduzierter Stromrechnungshöhe (Haushalte)

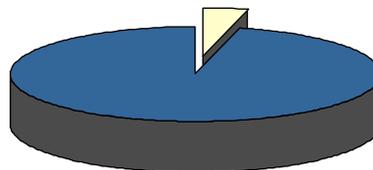
Würde Ihr Unternehmen ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür der Strompreis sinkt?



□ Ja ■ Nein

Auch nicht, wenn die Stromrechnung dann sehr deutlich sinken würde?

Nein, selbst bei einer deutlich gesunkenen Stromrechnung ist mein Unternehmen nicht bereit ein verringertes Versorgungsniveau zu akzeptieren 96,0%



Ja, mein Unternehmen würde ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür die Stromrechnung deutlich sinkt 4,0%

Bild 29: Grundsätzliche Akzeptanz für verringerte Versorgungszuverlässigkeit bei Entschädigungszahlungen bzw. reduzierter Stromrechnungshöhe (Unternehmen)

5.4 Akzeptanzschwellen

Ist der qualitative Verlauf der, die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit beschreibenden, Funktion bekannt, so kann die gesamte Funktion durch wenige Stützstellen, im Extremfall nur durch eine einzige, die Akzeptanzschwelle, beschrieben werden (s. auch Kapitel 3).



Die Verteilungsfunktion der maximal akzeptierten Dauer von VU für die beiden betrachteten Kundengruppen Haushalte und Unternehmen zeigen Bild 30 und Bild 31. Demnach sehen immerhin 29% der befragten Haushalte eine Dauer von mehr als 4 Stunden bei angekündigten VU als noch akzeptabel an, wohingegen nur 12% eine solche Dauer bei unangekündigten VU als akzeptabel bezeichnen. Bei den Unternehmen ist die Akzeptanz für derart lange VU mit 16% für angekündigte und 6% für unangekündigte VU signifikant niedriger.

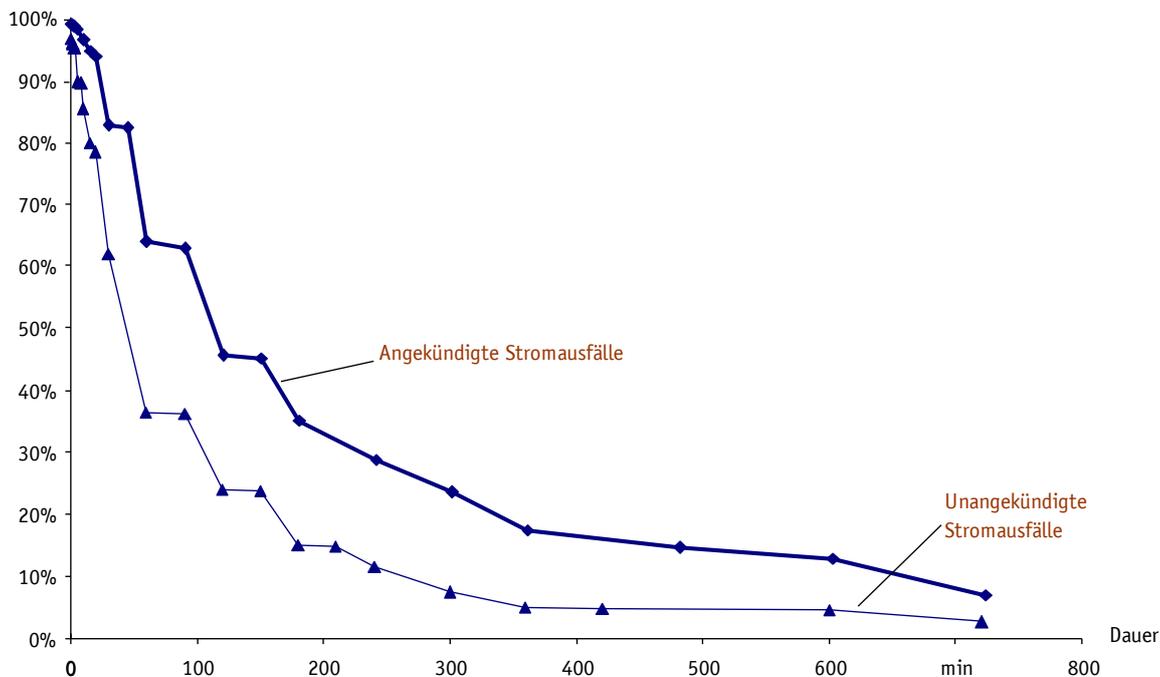


Bild 30: Verteilungsfunktion der maximal akzeptierten Unterbrechungsdauer (Haushalte)

Der arithmetische Mittelwert der angegebenen Akzeptanzschwellen hinsichtlich der Unterbrechungsdauer liegt für Haushalte bei 137 Minuten für unangekündigte, aus dem stochastischen Störungs-geschehen im Netz resultierende VU. Der Median der angegebenen Akzeptanzschwellen liegt bei 60 Minuten¹⁰. Beide Werte stellen durchaus praxisübliche Auswertungen von Verteilungen aus Umfrageergebnissen dar¹¹. Hintergrund der starken Abweichung beider Auswertungen ist zum einen die große Streuung und zum anderen die „Schiefe“ bzw. Asymmetrie der Verteilung¹². Während die Asymmetrie implizit in der Fragestellung enthalten ist, kann die große Streuung auch als Anzeichen für Schwierigkeiten bei der Bewertung durch die Befragten interpretiert werden. Ursache sind die abstrakte Thematik, mangelnde eigene Erfahrung mit Stromausfällen (siehe auch Kapitel 5.1.2) und somit fehlende Bewertungsmodelle. Für angekündigte VU ergibt sich der arithmetische Mittelwert zu 273 Minuten und der Median zu 120 Minuten. Somit liegt die Akzeptanzschwelle um etwa den Faktor 2 über der bei unangekündigten VU.

Hinsichtlich der Häufigkeit von Stromausfällen liegt der arithmetische Mittelwert für Haushaltskunden bei 6,7 VU pro Jahr, der Median bei 3,0 VU pro Jahr.

Die Interpretation dieser Ergebnisse gestaltet sich aufgrund der großen Unterschiede zwischen arithmetischem Mittelwert und Median schwierig. Sowohl bei Auswertung über den arithmetischen Mittelwert als auch über den Median liegt die Akzeptanzschwelle der Unterbrechungshäufigkeit um ein Vielfaches über dem heutigen Durchschnitt von ca. 0,4 VU pro Jahr, die Akzeptanzschwelle der

¹⁰ siehe Anhang

¹¹ siehe auch Anhang Kapitel

¹² Akzeptanzschwelle ist nach unten durch 0 begrenzt, nach oben unbegrenzt



Unterbrechungsdauer jedoch maximal um den Faktor 2 [2]. Ausgehend vom heutigen Niveau ist demnach ein erhöhte Häufigkeit von Stromausfällen mit möglichst nicht oder nur geringfügig erhöhter Dauer für die Mehrheit der Befragten durchaus noch akzeptabel bzw. bei gleichbleibenden Niveau der Versorgungszuverlässigkeit im Sinne der Nichtverfügbarkeit erscheint eine reduzierte Unterbrechungsdauer bei dann zulässiger erhöhter Unterbrechungshäufigkeit erstrebenswert, zumal nach Bild 30 und Bild 31 etwa 40% der Haushalte und mehr als die Hälfte der Unternehmen schon die heutige mittlere Unterbrechungsdauer als nicht akzeptabel beurteilen. Ein im qualitativen Verlauf ähnliches Bild jedoch mit in allen Bereichen tieferen Akzeptanzschwellen zeigt sich bei den befragten Unternehmen (Bild 31).

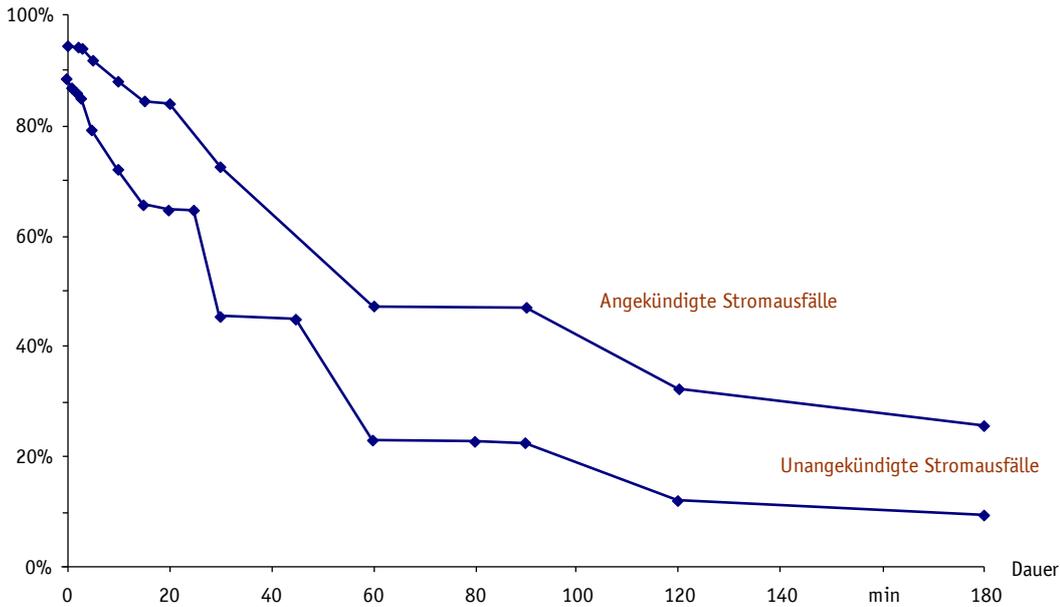


Bild 31: Verteilungsfunktion der maximal akzeptierten Dauer von VU (Unternehmen)

Die von den Unternehmen angegebene Akzeptanzschwelle der Dauer von VU liegt im arithmetischen Mittel bei 105 Minuten für unangekündigte, aus dem stochastischen Störungsgeschehen im Netz resultierende, VU (bzw. 187 Minuten für angekündigte VU), der Median bei 30 Minuten (bzw. 60 Minuten). Hinsichtlich der Häufigkeit von Stromausfällen liegt der arithmetische Mittelwert für Unternehmen bei 4,2 VU/a, der Median bei 2,0 VU/a.

Auch für Unternehmen gilt, dass die maximal akzeptierte Unterbrechungsdauer verglichen mit dem heutigen Niveau deutlich niedriger als die maximal akzeptierte Unterbrechungshäufigkeit angegeben wurde.

Neben der Erfassung der Akzeptanzschwellen wurde auch der Schaden bei geringfügigem Überschreiten der vom Befragten genannten Schwelle erfragt. Dazu wurden den Befragten im Einleitungstext zur Frage einige mögliche materielle und immaterielle Konsequenzen, wie etwa Produktionsausfall, fehlende Erreichbarkeit oder auch der Ausfall der Klimaanlage als Gedächtnisstütze genannt. In Tabelle 6 ist dieser monetäre Schaden als arithmetischer Mittelwert und als Anteil an der individuellen Stromrechnung in Prozent für drei charakteristische Akzeptanzschwellen aufgetragen, wobei der Schaden für alle Befragte der jeweiligen Kundengruppe (Haushalte oder Unternehmen) mit einer höheren Akzeptanzschwelle zu Null angenommen wurde. Der so ermittelte durchschnittliche Schaden bei Überschreiten der charakteristischen Akzeptanzschwelle lässt sich bei gesamtheitlicher Optimierung der Kosten für Kunden und Netzbetreiber als Abschätzung für das maximale zusätzliche Investitionsbudget für den Netzausbau zur Einhaltung der Akzeptanzschwelle interpretieren. Die Wahl der Akzeptanzschwellen motiviert sich wie folgt:



- Eine Dauer der VU von bis zu 15 Minuten entspricht, bei ausschließlicher Betrachtung der für die Versorgungszuverlässigkeit maßgeblichen Mittelspannungsebene (s. Kapitel 2.5), netzseitig der Ausstattung aller Ortsnetzstationen (ONS) mit Fernwirktechnik und damit der Wiederversorgung im Fehlerfall per fernbedienter Schalthandlung. Voraus gesetzt ist hier die, in der Mittelspannungsebene meist gegebene (n-1)-Sicherheit nach Schalthandlungen.
- Ohne Fernwirktechnik liegen die Wiederversorgungszeiten typischerweise im Bereich von 45 bis 60 Minuten. Dieser Zeithorizont ergibt sich aus der notwendigen Zeit bis zur Fehlererfassung, Fehlerortung durch Ablesen der Kurzschlussanzeiger in den ONS, Fehlerfreischaltung und anschließender Wiederversorgung der nicht fehlerbetroffenen Netzbereiche durch Entstörtrupps vor Ort.
- Ist das Netz als reines Strahlennetz ausgelegt und somit keine Wiederversorgung außer durch Notstromaggregate möglich, so entspricht die Dauer jeder VU, je nach Lage des Endverbrauchers im Netz relativ zum Fehler, der Zeit bis zur Freischaltung oder der Reparaturdauer des fehlerbetroffenen Betriebsmittels, im letzteren Fall üblicherweise im Bereich einiger Stunden bis Tage.

Tabelle 6: Schaden bei Überschreiten charakteristischer Akzeptanzschwellen

Dauer der VU	Haushalte [abs.]	Haushalte [% Stromrechnung]	Unternehmen [abs.]	Unternehmen [% Stromrechnung]
≤ 15 min	15€	2,0%	554€	4,5%
≤ 60 min	77€	8,7%	1348€	14,2%
unbeschränkt	175€	14,7%	1524€	21,2%

Der vermiedene Schaden bei Ausstattung eines typischen Mittelspannungsnetzes mit Fernwirktechnik in allen ONS, entsprechend einer Reduktion der durchschnittlichen Dauer von VU von ca. 60 Minuten auf unter 15 Minuten läge demnach bei 62€ (77€ - 15€) pro versorgtem Haushaltskunden und 794€ (1348€ - 554€) pro versorgtem Unternehmen mit Netzanschluss in der Niederspannungsebene. Unsicherheiten liegen in der fehlenden Preis – Qualitätskopplung der Fragestellung, in der Auswertung als Mittelwert oder Median sowie in der Behandlung fehlender Daten. Während infolge der offenen Fragestellung eher eine Überschätzung des tatsächlichen finanziellen Schadens zu erwarten ist, geht in die Mittelwertbildung des Schadens je charakteristischer Akzeptanzschwelle nur der Schaden bei geringfügigem Überschreiten der individuellen Akzeptanzschwelle ein und wird somit im Allgemeinen unterschätzt. Liegt etwa die angegebene maximal akzeptierte Dauer von VU bei 2 Minuten, so wurde auch nur der Schaden bei VU mit einer Dauer knapp über 2 Minuten und nicht etwa bei 15 Minuten erfragt. Zudem wird der Schaden aller Befragten mit einer höheren Akzeptanzschwelle für die Mittelwertbildung zu 0€ abgeschätzt, dürfte aber häufig höher liegen. Die Folge ist auch hier eine Unterschätzung der realen Schadenskosten. Eine Einordnung und Diskussion der ermittelten quantitativen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit in die Ergebnisse der nachfolgend beschriebenen weiteren Erfassungsansätze und in die Ergebnisse international durchgeführter Untersuchungen zu dieser Thematik erfolgt in Kapitel 6. Abschließend sei der auch bei dieser Auswertung sehr große Einfluss der Auswertungsmethodik hinsichtlich der Verwendung des arithmetischen Mittelwertes bzw. des Median zur Beschreibung der Verteilung erwähnt. Die in Tabelle 6 angeführten Schadenskosten bei Überschreiten der charakteristischen Akzeptanzschwellen liegen bei Verwendung des Median für Haushalte bei 0€ für Dauern < 60min und bei 20€ bei beliebiger Dauer (Dauer „unbegrenzt“). Für Unternehmen ergeben sich Schadenskosten in Höhe von 0€ für Dauern < 60min und 100€ - 150€ für beliebige Dauern.





5.5 Freie Zahlungsbereitschaften

Zur Abschätzung des Effektes einer offenen Fragestellung gegenüber der durch die netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit geführten Befragung wurde im Anschluss an die Frage nach grundsätzlicher Zahlungsbereitschaft bei verbesserter Zuverlässigkeit auch nach einer Quantifizierung der Zahlungsbereitschaft gefragt. Die Auswertung ist mit nicht vernachlässigbaren statistischen Unsicherheiten infolge geringer Grundgesamtheiten durch die in Kapitel 5.3.2 beschriebene hohe Veränderungsresistenz belegt. Eine Validierung der Ergebnisse sollte durch weitere Untersuchungen mit deutlich erhöhtem Stichprobenumfang erfolgen.

Tabelle 7: Zahlungsbereitschaften für veränderte Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit bei offener Abfrage

	Haushalte [abs.]	Haushalte [% Stromrechnung]	Unternehmen [abs.]	Unternehmen [% Stromrechnung]
Zahlungsbereitschaft bei erhöhter Zuverlässigkeit	3€ pro Jahr	0,4%	7€ pro Jahr	0,2%

Ist eine grundsätzliche Zahlungsbereitschaft vorhanden, so wurde diese von privaten Haushalten mit 43€, von den Unternehmen mit 231€ pro Jahr angegeben. Aufgrund des nach Kapitel 5.3.2 bei Haushalten mit 7% bzw. 14% nach Rückfrage sowie bei Unternehmen mit 5% bzw. 8% nach Rückfrage geringen Anteils der Befragten mit einer grundsätzlichen Zahlungsbereitschaft ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Mittelwerte der WTP¹³. Auf eine Abschätzung der geforderten Entschädigungszahlungen wurde verzichtet, um den Zeitaufwand der Umfrage zu begrenzen. Sie könnte nur näherungsweise über die maximal angebotene Reduktion der Stromrechnung erfolgen. Da jedoch nur ein geringer Anteil der Befragten eine verminderte Versorgungszuverlässigkeit als grundsätzlich akzeptabel bezeichnet, wäre eine Auswertung nicht belastbar und wird daher nicht durchgeführt.

5.6 Zahlungsbereitschaft bei geführter Befragung

Kern des Forschungsvorhabens ist die Ermittlung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit anhand von Szenarien. Diese beschreiben relative Veränderungen bzw. absolute Werte der, das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit beschreibenden, Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer in jeweils 5 abgestuften Ausprägungen. Dem Befragten wird die Preis – Qualitätskopplung des Produktes Versorgungszuverlässigkeit anhand der netzseitig mit einer Verbesserung bzw. Verminderung der Versorgungszuverlässigkeit verbundenen Mehr-/Minderkosten aufgezeigt. Die Bewertung der Szenarien erfolgt demnach geführt durch die netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit, wobei die maximal realisierbare Erhöhung bzw. Verminderung des Strompreises zu $\pm 9\%$ angenommen wurde. Diese Bandbreite über alle Versorgungsaufgaben (s. Kapitel 4) ist ein Ergebnis der Modellnetzanalyse charakteristischer Netzstrukturen unter Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen der Strompreisbildung und der Zuverlässigkeit nach Kapitel 2.5. Zwischenschritte von $\pm 0\%$, $\pm 3\%$ und $\pm 6\%$ waren möglich. Ergebnis dieses Erfassungsansatzes ist die

¹³ Der Median der Zahlungsbereitschaft ergibt sich zu 0€ in beiden Kundengruppen. Der Median ist für diese Auswertung weniger geeignet ist, da sich viele Werte am unteren Ende der Skala befinden (bei 0€) und nicht alle anderen Werte einfach als Ausreißer interpretiert werden können



Bestimmung einer monetären Bewertungsfunktion der Versorgungszuverlässigkeit im Sinne der Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer.

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 3 wurden nicht alle Szenarien allen Befragten zur Bewertung vorgelegt. Filterfrage für alle Szenarien in Richtung gegenüber heute verbesserter Versorgungszuverlässigkeit ist die Frage nach grundsätzlicher Zahlungsbereitschaft (Kapitel 5.3.2). Ist diese nicht vorhanden, so ist jede Frage nach einer quantitativen Zahlungsbereitschaft sinnlos, weil Antworten > 0€ als unplausibel bzw. inkonsistent gewertet werden müssten. Gleiches gilt für die Frage nach grundsätzlicher Akzeptanz verringerter Zuverlässigkeit und eine quantitative Bewertung solcher Szenarien.

Daraus ergibt sich wiederum die Notwendigkeit einer Schätzung des hypothetischen Antwortverhaltens der infolge der Filterführung nicht Befragten entweder durch Interpolation (Bezeichner a) oder durch eine als sinnvoll erachtete Annahme (Bezeichner b) in Tabelle 8 und Tabelle 9:

a) Eine Teilpopulation der Stichprobe der Haushalte (115 von 506) wurde zu allen Szenarien befragt. Dies ermöglicht eine, aufgrund der geringen GG allerdings statistisch unsichere, Interpolation des infolge des adaptiven Fragebogaufbaus unbekanntem Antwortverhaltens. Dazu wurden die vorliegenden Antworten von Befragten der Teilstichprobe, die bei adaptiver Fragebogengestaltung aufgrund ihrer Angaben bei den Filterfragen nicht zu den Szenarien befragt worden wären, auf alle nicht Befragten hochgerechnet. Dieser Ansatz dient nur zur Abschätzung des Fehlers durch geeignete einfache Annahmen entsprechend b) und wurde daher nur für die Kundengruppe der Haushalte angewendet.

b) Ist nach Kapitel 5.3.2 keine Zahlungsbereitschaft für eine verbesserte Versorgungszuverlässigkeit im Sinne geringerer Auftretenshäufigkeit und verringerter durchschnittlicher Dauer von VU vorhanden, so wird die gewünschte Veränderung des Strompreises für ein solches Szenario zu $\pm 0\%$ abgeschätzt. Wird dagegen eine verminderte Versorgungszuverlässigkeit vom Befragten grundsätzlich und unabhängig von der gebotenen Entschädigungszahlung abgelehnt, so gestaltet sich die monetäre Bewertung weniger eindeutig. Als sinnvollste Annahme kann hier der Maximalwert der angebotenen Entschädigung angesehen werden. Zur Minimierung des Fehlers aufgrund rein statistischer Schwankungen der Ergebnisse infolge der geringen Grundgesamtheit in der offenen Antwortkategorie wird die maximale Entschädigung für die Auswertung auf -9% und somit einen auch in der netztechnischen Realisierung annähernd realistischen Wert¹⁴ beschränkt.

Die grundsätzlich mit der Vorgabe von Antwortkategorien, z.B. für mögliche Entschädigungszahlungen, verbundene Gefahr von Verzerrungen im Antwortverhalten aufgrund von Skaleneffekten können hier aufgrund der ohnehin vorhandenen Unsicherheit durch die geringe GG vernachlässigt werden¹⁵. Wie aus Tabelle 8 und Bild 32 ersichtlich ergeben sich signifikant unterschiedliche Ergebnisse, in Folge des adaptiven Fragebogaufbaus. Insbesondere bei den Szenarien, die eine gegenüber heute erhöhte Unterbrechungsdauer oder -häufigkeit darstellen, ergeben sich je nach verwendeter Methode deutliche Unterschiede. Nach Bild 32 besteht nur im Falle einer sehr deutlich reduzierten Häufigkeit von Stromausfällen um den Faktor 4 gegenüber dem heutigen Niveau eine positive Zahlungsbereitschaft¹⁶. In allen anderen Fällen sind negative Zahlungsbereitschaften zu beobachten. Der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit unterlagert ist offenkundig eine grundsätzliche Unzufriedenheit mit dem absoluten Preisniveau des Strompreises. Dies ist unter anderem auf die signifikanten Preiserhö-

¹⁴ Gilt nicht für die Abschätzung des hypothetischen Antwortverhaltens durch Skalierung

¹⁵ Vgl. z.B. Diekmann A.: Empirische Sozialforschung; 2008

¹⁶ Nur bei Auswertung b)



hungen vor und während der Durchführung der Kundenumfrage zurückzuführen und kann als von der Versorgungszuverlässigkeit unabhängig angenommen und damit hier als konstant anzusetzender Offset der monetären Bewertung interpretiert werden. Das Auftauchen dieses Offsets mag zunächst verwundern, da mit einer entsprechenden Befragungstechnik nur positive bzw. negative monetäre Werte bei Zuverlässigkeitsverbesserung oder -verschlechterung hätten erzwungen werden können. Die Erfahrungen im Laufe der Umfrage, dass dies jedoch zu Verärgerung und Abbruch von Befragungen führt, haben das verfolgte Vorgehen motiviert.

In den Darstellungen zur Unterbrechungshäufigkeit ist die nicht äquidistante Achsenskalierung zu beachten. Die Wahl der erfragten Stützstellen leitet sich jeweilig aus dem in Deutschland heute aktuellen Niveau der Versorgungszuverlässigkeit hinsichtlich der zu bewertenden Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer ab. Da sich die heutige Unterbrechungshäufigkeit zwischen den Versorgungsaufgaben deutlich unterscheidet und diesbezüglich auch Abhängigkeiten für die netzbezogenen Zuverlässigkeitskosten zu erwarten sind, wurden die Zahlungsbereitschaften primär für eine relative Veränderung der Unterbrechungshäufigkeit erfragt. Dennoch erscheint es zur Vermeidung kognitiver Überforderung zielführend auch die, jeweilig im deutschlandweiten Durchschnitt über alle Versorgungsaufgaben mit der relativen Veränderung verbundene, absolute Unterbrechungshäufigkeit mit anzugeben. Somit wurden ausgehend vom heute aktuellen Niveau der Zuverlässigkeit die weiteren Stützstellen zu möglichst runden und damit den Befragten leicht zugänglichen Werten bei Abdeckung des gesamten technisch realisierbaren Bereiches der Versorgungszuverlässigkeit bestimmt. Für die Häufigkeit bedeutet dies eine Reduktion um den Faktor 2 bzw. 4 auf eine Häufigkeit von einer VU pro 6 bzw. einer VU pro 12 Jahre. In Richtung verminderter Versorgungszuverlässigkeit bilden die Stützstellen eine Erhöhung um die Faktoren 3 und 6 auf eine VU pro Jahr bzw. 2 VU pro Jahr ab. Die Asymmetrie auch in der relativen Veränderung der Kenngröße resultiert aus der angesprochenen Notwendigkeit bei einer Kundenumfrage für alle Befragten leicht verständliche Fragestellungen zu formulieren.

Hinsichtlich der Unterbrechungsdauer konnte die Symmetrie der Stützstellen in Bezug auf die relative Veränderung wiederum ausgehend vom heutigen deutschlandweiten Durchschnitt für Kunden der Niederspannungsebene durch Erhöhung/Verringerung der Kenngröße um den Faktor 2 und 4 gewahrt werden. Die Erfragung der Zahlungsbereitschaften bei unterschiedlichen Ausprägungen der Unterbrechungsdauer erfolgte absolut, da angenommen wurde, dass die Dauer von VU für Letztverbraucher absolut besser erfassbar als bei relativer Formulierung ist. Die absolute Abfrage ist zulässig, weil der Einfluss der Versorgungsaufgabe auf die Unterbrechungsdauer nur gering ist, u.a. da nach Kapitel 4.2 der Einsatz von Fernwirktechnik den bestimmenden Effekt für die Unterbrechungsdauer darstellt und dies für alle Versorgungsaufgaben gleichermaßen gilt. Daher ist eine absolute Abfrage hier näherungsweise äquivalent zu relativer Abfrage.

Neben den absoluten Zahlungsbereitschaften lässt insbesondere der Kurvenverlauf Aussagen über das von den Kunden präferierte Niveau der Versorgungszuverlässigkeit zu. Während bei Abschätzung des infolge der Filterführung unbekanntes Antwortverhaltens durch Skalierung keine ausgezeichneten „Knickpunkte“ also Kundenpräferenzen zu erkennen sind, weist die Auswertung b) einen „Knick“ beim heutigen Niveau auf. Eine weiter erhöhte Versorgungszuverlässigkeit ist nach Bild 32 und Bild 33 nur mit einer geringfügig erhöhten Zahlungsbereitschaft¹⁷ durch die Letztverbraucher belegt, eine verminderte Zuverlässigkeit demgegenüber aber offenkundig nicht erwünscht bzw. wird als sehr unangenehm empfunden, da die Zahlungsbereitschaft sich deutlich verringert.

¹⁷ Die absoluten Zahlungsbereitschaften sind in diesem Fall alle negativ. Exakter wäre hier der Begriff: als angemessen erachtete Entschädigung oder engl. Willingness to Accept WTA. Der Einfachheit halber wird jedoch weiterhin der Begriff Zahlungsbereitschaft bzw. ggf. negative Zahlungsbereitschaft genutzt



Die Interpretation ist jedoch im Hinblick auf die signifikant unterschiedlichen Verläufe in Abhängigkeit der Behandlung des unbekanntem Antwortverhaltens wenig robust.

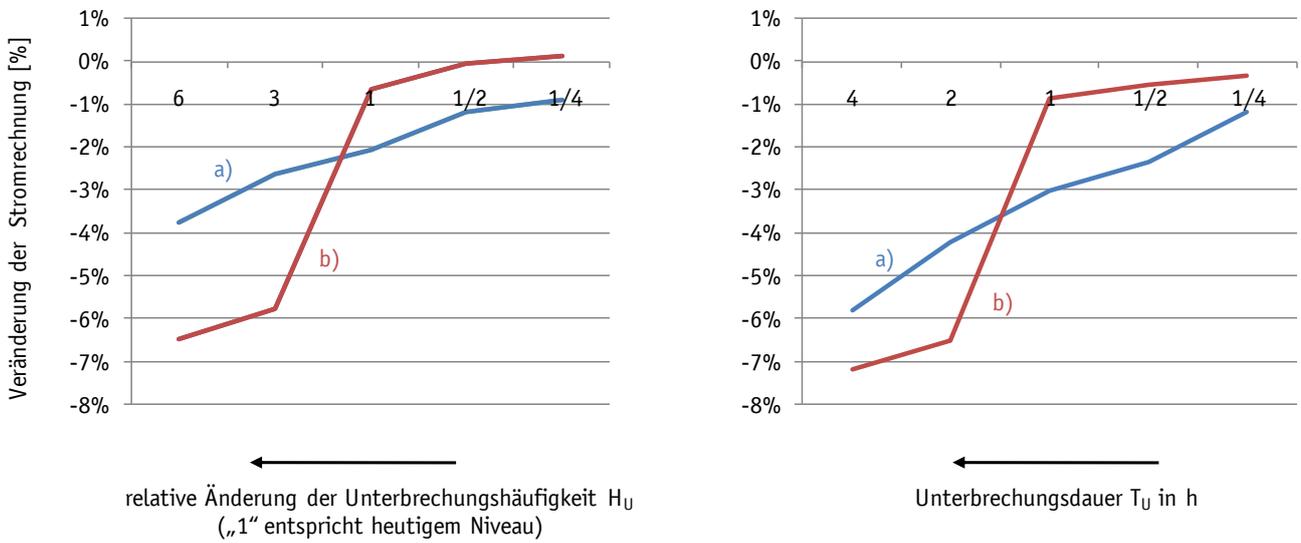


Bild 32: Zahlungsbereitschaften von privaten Haushalten für charakteristische Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit

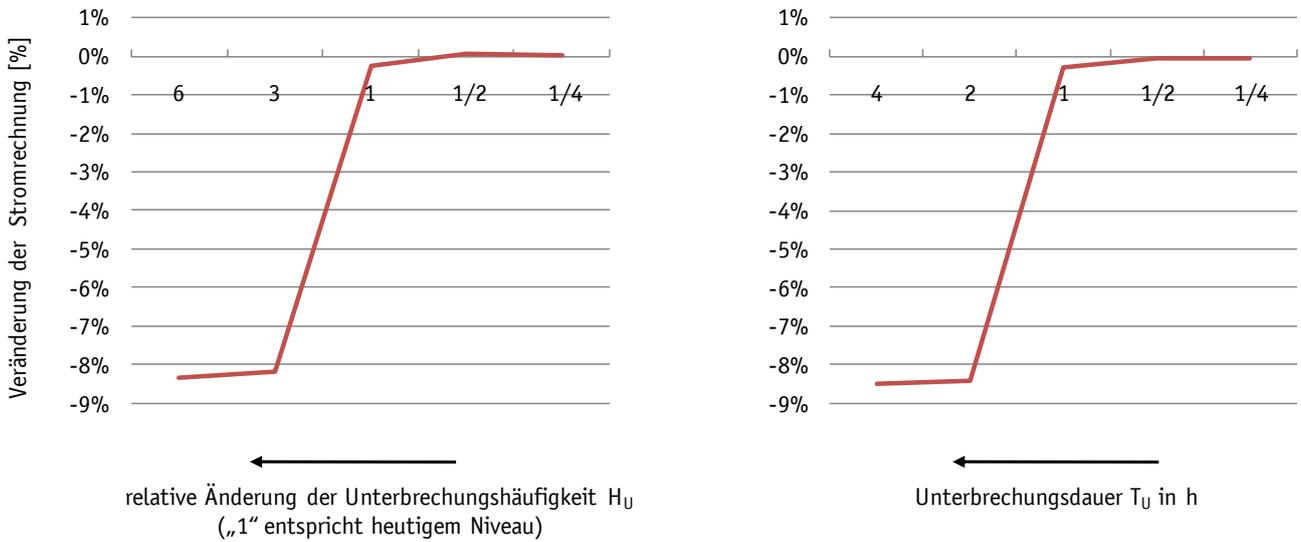


Bild 33: Zahlungsbereitschaften von Unternehmen für charakteristische Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit

Einen direkten Vergleich der Differenzen der für die Stützstellen der Kenngrößen geäußerten Zahlungsbereitschaften zwischen privaten Haushalten und Unternehmen ermöglichen Tabelle 8 für die Unterbrechungsdauer und Tabelle 9 für die Unterbrechungshäufigkeit. Demnach ist die von den befragten Unternehmen für eine verminderte Zuverlässigkeit als angemessen erachtete prozentuale Reduktion der Stromrechnung mit über 8% deutlich oberhalb den entsprechenden Werten für die privaten Haushalte. Dies begründet sich im Wesentlichen durch die breite grundsätzliche Ablehnung verminderter Zuverlässigkeit nach Kapitel 5.3.2, erscheint aber auch vor dem Hintergrund des insbesondere im Dienstleistungsbereich häufig anteilmäßig niedrigen Beitrages der Stromkosten zu den



gesamten laufenden Kosten und dementsprechend geringen Einsparpotentials plausibel (s. auch Kapitel 5.3.2).

Tabelle 8: Zahlungsbereitschaften für veränderte Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit bei durch die netzseitigen Grenzkosten geführter Befragung (Unterbrechungsdauer)

Veränderung der Unterbrechungsdauer	Haushalte Auswertung a)	Haushalte Auswertung b)	Unternehmen
1h → 2h	-9€ (-1,1%)	-46€ (-5,6%)	-438€ (-8,1%)
2h → 4h	-13€ (-1,6%)	-6€ (-0,7%)	-5€ (-0,1%)
1h → 4h	-22€ (-2,6%)	-52€ (-6,3%)	-443€ (-8,2%)
1h → 1/2h	5€ (0,7%)	3€ (0,3%)	13€ (0,2%)
1/2h → 1/4h	9€ (1,1%)	2€ (0,2%)	1€ (0,0%)
1h → 1/4h	15€ (1,8%)	4€ (0,5%)	12€ (0,2%)

Tabelle 9: Zahlungsbereitschaften für veränderte Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit bei durch die netzseitigen Grenzkosten geführter Befragung (Unterbrechungshäufigkeit)

Veränderung der Unterbrechungshäufigkeit	Haushalte Auswertung a)	Haushalte Auswertung b)	Unternehmen
1/3a → 1/a	-4€ (-0,5%)	-41€ (-5,1%)	-428€ (-8,1%)
1/a → 2/a	-9€ (-1,1%)	-6€ (-0,7%)	-9€ (-0,2%)
1/3a → 2/a	-13€ (-1,7%)	-47€ (-5,8%)	-437€ (-8,1%)
1/3a → 1/6a	8€ (1,0%)	5€ (0,6%)	17€ (0,3%)
1/6a → 1/12a	3€ (0,4%)	1€ (0,2%)	-2€ (-0,0%)
1/3a → 1/12a	11€ (1,4%)	6€ (0,8%)	16€ (0,3%)

In absoluten Beträgen ergibt sich aus Tabelle 8 für eine Verminderung der durchschnittlichen Dauer vom heutigen Durchschnitt [2] um die Hälfte auf 30 Minuten je nach Auswertung für Haushalte eine Differenz in der Zahlungsbereitschaft von 5€ bzw. 3€, bei Unternehmen von 13€. Bei analog um Faktor 2 gegenüber dem heutigen Niveau reduzierter Unterbrechungshäufigkeit liegt die Differenz der Zahlungsbereitschaften nach Tabelle 9 dagegen mit 5€ bis 8€ bei Haushalten bzw. 17€ bei Unternehmen dagegen signifikant höher. Demnach wäre die kundenseitige Wertschätzung einer verbesserten Zuverlässigkeit im Sinne seltenerer VU gegenüber kürzerer Dauer höher. Dies ist vor dem Hintergrund der Ergebnisse nach z.B. Kapitel 5.4 bzw. Kapitel 6.1.3 zunächst überraschend. Allerdings reduziert sich die Zahlungsbereitschaft bei gegenüber dem heutigen Niveau verminderter Zuverlässig-



keit für die Kenngröße Unterbrechungsdauer stärker als bei der Unterbrechungshäufigkeit, so dass sich insgesamt ein uneinheitliches Bild ergibt.

Fazit: Die Erfragung von Zahlungsbereitschaften stellt sich als ausgesprochen schwierig heraus, da der Großteil der Letztverbraucher entweder grundsätzlich keine Veränderung des Versorgungszuverlässigkeitsniveaus wünscht, aufgrund des bereits heute sehr hohen Niveaus der Zuverlässigkeit in Deutschland kaum eigene Erfahrung mit VU gemacht hat oder sich über die Thematik der monetären Bewertung von Zuverlässigkeit keine umfassenden Gedanken machen möchte oder mangels Bewertungsmodell auch nicht kann. Der Problematik kognitiver Überforderung der Befragten könnte eventuell durch Umstellung von telefonischer auf persönliche Befragung (Hausbesuche) mit dann erweiterten Möglichkeiten zur Hilfestellung oder auch durch eine Verkürzung der Interviewzeit in dem jeder einzelne Befragte nur noch zu Teilaspekten befragt wird begegnet werden. In diesem Fall müsste der Stichprobenumfang dann soweit erhöht werden, dass dennoch alle notwendigen Teilaspekte, Szenarien und Erfassungsansätze im Rahmen der Umfrage erfasst werden können.

5.7 Direkte Schadenskosten

Unter der nach Kapitel 5.2.1 durchaus plausiblen Annahme, dass Unternehmen eher einen materiellen und damit objektiv monetär bewertbaren Schaden durch Stromausfälle erleiden, wurde nach dem finanziellen Schaden durch einen hypothetischen Stromausfall einer Dauer von ½h, 1h und 4h gefragt. Um die Abschätzung zu verbessern beschränkt sich die Frage auf solche Unternehmen, die angeben, in den letzten 3 Jahren einen Stromausfall erfahren zu haben. Für diese Unternehmen wird unterstellt, dass Konsequenzen von VU aufgrund eigener Erfahrung besser abgeschätzt und auch monetär bewertet werden können. Allerdings ist die Stichprobe somit nicht repräsentativ. Der Einfluss der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit auf das Antwortverhalten wird in Kapitel 6.4 analysiert.

Tabelle 10: Finanzieller Schaden durch unangekündigte Stromausfälle (Unternehmen)

Dauer der VU	Absolut	Anteilig von der Jahresstromrechnung
30 min	680€	13,1%
60 min	1010€	18,5%
240 min	2581€	51,9%

Für die Stichprobe ergibt sich nach Bild 34 ein (schwach) nichtlinearer Anstieg des Schadens mit der Dauer der VU. Eine lineare Interpolation der Kurven auf die Unterbrechungsdauer von 0 min würde die bereits in der Analyse getroffene Erwartung stützen, dass bereits sehr kurze VU für Unternehmen – wenn auch nicht so ausgeprägt wie für industrielle Verbraucher [19] – einen nennenswerten Schaden hervorrufen. Eine endgültige Bestätigung dieser Vermutung bedarf weiterer detaillierter Untersuchungen des Kurzzeitbereiches bis ca. 30 Minuten in angemessen hoher zeitlicher Auflösung.

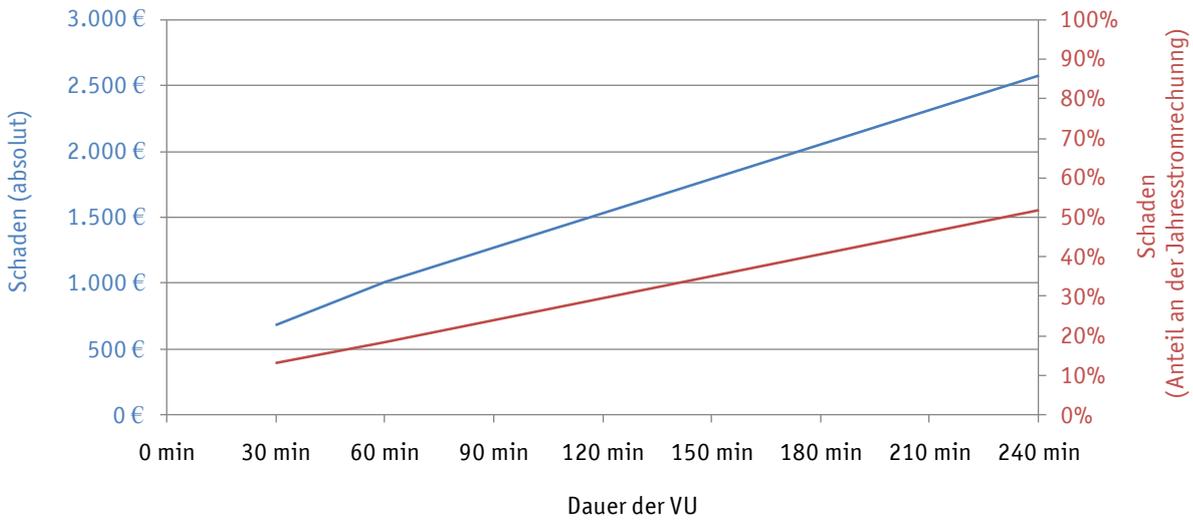


Bild 34: Kundenschadensfunktion: Finanzieller Schaden bei Unternehmen durch unangekündigte VU

5.8 Investitionen in Gegenmaßnahmen

Unter Annahme ideal rationalen Verhaltens der Marktteilnehmer wird jeder Verbraucher genau den Betrag zur Vermeidung ungewollter Konsequenzen durch VU in geeignete Gegenmaßnahmen wie etwa Notstromgeneratoren investieren, den er sonst an Schäden erwarten würde bzw. in der Vergangenheit erfahren hat.

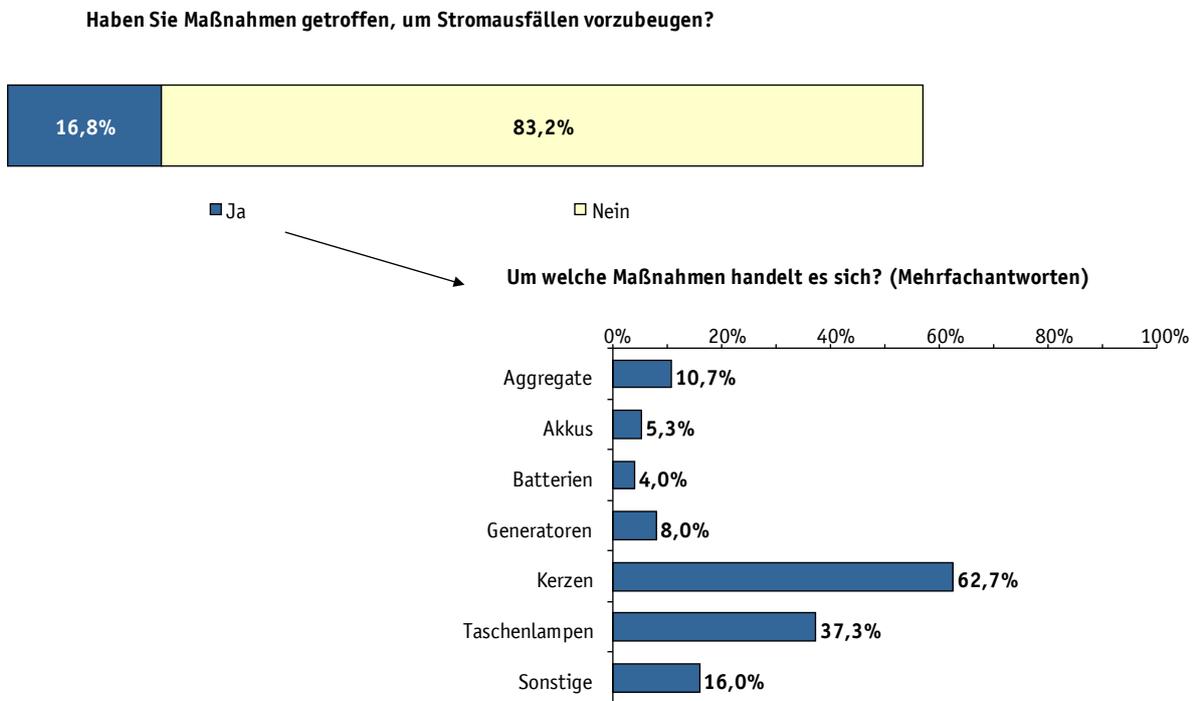


Bild 35: Investitionen in Gegenmaßnahmen (Haushalte)



Verbraucher mit vergleichsweise hoher Abhängigkeit von zuverlässiger Stromversorgung, wie etwa Unternehmen der Papierindustrie und Chemiebranche, sind dementsprechend häufig mit aufwendigen und kostenintensiven Schutzmaßnahmen ausgerüstet. Ob und in welchem Maße die Investitionen in Gegenmaßnahmen auch im Bereich kleinerer und mittlerer Unternehmen mit Niederspannungsanschluss Rückschlüsse auf die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit zulassen, ist bislang weitgehend unbestimmt. Dies gilt umso mehr für den privaten Haushaltssektor.

Unter Berücksichtigung der in Deutschland sehr hohen Versorgungszuverlässigkeit erscheint der mit 17% geringe Anteil von Haushalten mit aktiven Maßnahmen zur Vorbeugung durchaus plausibel. Der Anteil verringert sich weiter, wenn nur die dezidiert zur Vorbeugung von Ausfällen der öffentlichen Stromversorgung getroffenen Maßnahmen (Kerzen, Batterien/Akkus, etc. erfüllen u.U. auch noch andere Zwecke) berücksichtigt werden. Die Annahme rationalen Verhaltens setzt eine objektive Beurteilung der Schäden durch VU vor allem durch eigene Erfahrungen voraus. Diese ist unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Kapitel 5.1.2 für die Stichprobe vermutlich nicht immer gegeben, die Ergebnisse sollten daher nur als Näherung interpretiert werden. Üblicherweise wird eine, z.B. aufgrund mangelnder eigener Erfahrung, unsichere Abschätzung der Folgekosten von VU zu einem eher geringeren Investitionsvolumen in Gegenmaßnahmen führen, die ermittelten Kosten für Gegenmaßnahmen dürften daher eine Unterschätzung der realen Schadenskosten durch VU darstellen.

Hat Ihr Unternehmen Maßnahmen getroffen, um Stromausfällen vorzubeugen?

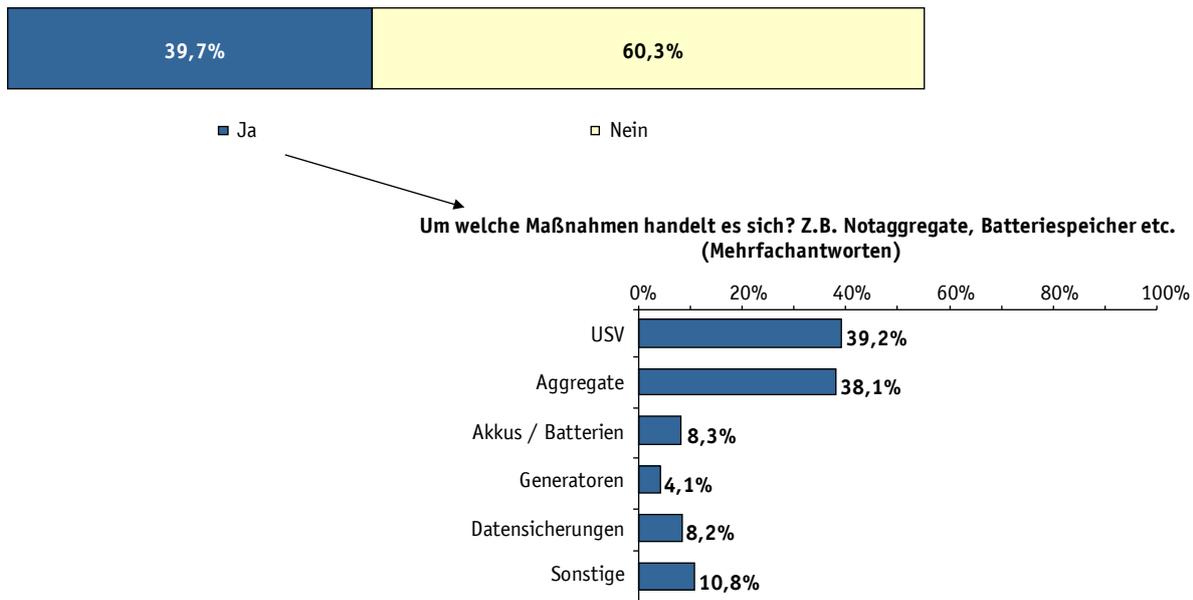


Bild 36: Investitionen in Gegenmaßnahmen (Unternehmen)

Die Kosten der getroffenen Maßnahmen werden von den privaten Haushalten im arithmetischen Mittel mit 136€ angegeben¹⁸, schwanken aber sehr stark. Nur 23% der Befragten mit Gegenmaßnahmen gaben an, mehr als 50€ für diese investiert zu haben. Dabei handelt es sich mehrheitlich um Notstromaggregate bzw. Generatoren. Der Median der Verteilung liegt bei nur 20€. Hinsichtlich der statistischen Belastbarkeit zu beachten ist der geringe Anteil der befragten Haushalte mit Gegen-

¹⁸ Bezogen auf alle Haushalte entspricht dies $136€ \cdot 16,8\% = 23€$



maßnahmen und der dementsprechend geringe Umfang dieser Teilstichprobe sowie das allgemein stark streuende Antwortverhalten abhängig von der Art der getroffenen Gegenmaßnahmen.

Von den befragten Unternehmen gaben 40% an, aktiv Maßnahmen gegen Stromausfälle getroffen zu haben, der Schwerpunkt liegt auf Notstromaggregaten mit/ohne USV. Nur etwa 8% gaben an, über eine Datensicherung zu verfügen. Hier ist von einer starken Abhängigkeit der Angaben von der Branchenzugehörigkeit auszugehen, die jedoch aufgrund des beschränkten Stichprobenumfangs nicht statistisch belastbar aufgelöst werden kann. Die Abfrage erfolgte frei, d.h. ohne Vorgabe von Antwortkategorien, Mehrfachnennungen waren möglich. Die Kosten der angegebenen Maßnahmen beziffern die Unternehmen im arithmetischen Mittel zu 8800€. Der Median liegt bei 2000€. Anzumerken ist, dass Datensicherungssysteme auch vor hardware- und softwareseitigen Fehlern schützen und daher formal nicht als dezidierte Maßnahme zur Vorbeugung von Stromausfällen gewertet werden können. Bei der Einordnung der ermittelten Ausgaben für Gegenmaßnahmen ist der mittel- bis langfristige Charakter der Investitionen zu beachten. Insbesondere können sie nicht als Schadenskosten für eine einzelne VU aufgefasst werden, sondern für die in der Lebensdauer der Gegenmaßnahmen gesamten zu erwartenden VU. Zudem orientieren sich die Ausgaben neben der Energieabhängigkeit auch an der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit und sind demnach international aufgrund statistisch signifikant unterschiedlicher Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit nur bedingt vergleichbar.





6 Auswertung

Neben der in Kapitel 5 diskutierten Einzelauswertung der Erfassungsansätze lässt insbesondere der Vergleich der Ansätze untereinander, aber auch mit internationalen Studien Rückschlüsse über die Robustheit der erzielten Ergebnisse gegenüber Fragestellung, Erfassungs- und Auswertungsmethodik sowie Randbedingungen der Erfassung wie z.B. regionale Unterschiede zu. Ziel der Auswertung soll daher neben der Plausibilisierung der Ergebnisse des zentralen Erfassungsansatzes nach Kapitel 5.6 auch eine Analyse möglicher Einflussgrößen sowie des notwendigen Stichprobenumfangs sein. Für den internationalen Vergleich werden aktuelle Untersuchungen herangezogen, insbesondere aus den Niederlanden [12,14] und Österreich [29], da in diesen Ländern ein Versorgungszuverlässigkeitsniveau vorliegt, das relativ dicht an das deutsche heranreicht.

6.1 Internationale Einordnung

6.1.1 Teilnahmequote

Die Teilnahmequote spiegelt Aktualität und allgemeines Interesse an der Umfragethematik wieder. Eine niedrige Teilnahmequote kann daher ein Anzeichen für ein fehlendes Bewertungsmodell aufgrund nur unzureichend bewusster Beschäftigung mit der Thematik sein. Es muss unterschieden werden zwischen der Teilnahmequote bezogen auf alle Kontaktversuche und der Teilnahmequote bezogen auf die Gesamtheit aller Befragten, mit denen auch ein Kontakt zustande gekommen ist (Kapitel 5.1). Die Teilnahmequote bezogen auf alle Kontaktversuche wird wesentlich bestimmt durch die Art der Adresdatenermittlung und ist für sich wenig aussagekräftig.

Tabelle 11: Antwortraten im internationalen Vergleich

	FGH ¹⁹	SEO [14]	KEMA [12]	Accent [16] ^{20 21}
Haushalte	17%	27,3%	73%	k.A.
Unternehmen	23%	7% ²²	5%	48%

Weitere Einflussfaktoren auf die Teilnahmequote sind das Erfassungsmedium bzw. die Umfragetechnik und finanzielle Anreize zur Teilnahme, etwa in Form von Gutscheinen. Diese dominanten externen Einflüsse erschweren den Vergleich national wie international durchgeführter Studien im Hinblick auf die Teilnahmequote, wie aus der großen Streuung in Tabelle 11 ersichtlich. Sehr hohe Antwortraten, wie sie etwa in einer Umfrage in den Niederlanden von der KEMA für die Kundengruppe der Haushalte erzielt wurden, deuten z.B. auf finanzielle Anreize zur Teilnahme hin. Sehr niedrigere Antwortraten können auch Verzerrungen in der Stichprobe hervorrufen, wenn nur an dem Thema besonders Interessierte, weil z.B. überdurchschnittlich von VU betroffene, an der Umfrage teilnehmen. Zumindest der

¹⁹ Umfragetechnik: CATI Computer Assisted Telephone Interview

²⁰ Umfragetechnik: CAPI Computer Assisted Personal Interview

²¹ monetärer Anreiz bei Teilnahme

²² Umfragetechnik: CATI & Web-Interview & CAPI



als Beispiel genannte Effekt kann für durchgeführte Umfrage ausgeschlossen werden (s. Kapitel 5.1.2).

Zudem sind Verzerrungen aufgrund nicht allgemein voraussetzender Zugänglichkeit der Zielgruppe zum Umfragemedium auszuschließen. Ein Beispiel hierfür sind rein Internetbasierte Umfragen. Hier ist die Verbreitung insbesondere in höheren Altersgruppen weit weniger gegeben als bei den jüngeren und die Stichprobe deshalb verzerrt bzw. nur für eine gewisse Zielgruppe (hier: Internetnutzer) repräsentativ. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Umfrage, wie auch international üblich, das Internet nur zur Unterstützung einer interviewbasierten Befragung eingesetzt. Die höchsten Teilnahmequoten bei gleichzeitig optimaler Unterstützung des Befragten bei Unklarheiten in der Befragung bietet die persönliche Befragung beim Befragten zu Hause oder im Büro (CAPI). Der Unterstützung des Befragten beim Ausfüllen des Fragebogens kommt, aufgrund der ungewohnten Fragestellung, bei der Erfassung der kundenseitigen Zuverlässigkeitsbewertung eine besondere Bedeutung zu. Die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens per computergestützter telefonischer Umfrage (CATI) erreichten Antwortraten liegen nach Tabelle 11 für Haushalte im unteren, für Unternehmen im mittleren bis oberen Bereich. Die bei den Unternehmen vergleichsweise hohe Antwortrate konnte im Projekt durch Terminvereinbarung und dem zusätzlichen Angebot einer onlinebasierten Teilnahme an der Umfrage realisiert werden. Bei der online, d.h. webbasierten Teilnahme ist die Zuteilung eines einmalig gültigen Schlüssels erforderlich um mehrmalige Teilnahme und Verzerrungen durch eine unkontrollierte Stichprobe zu vermeiden. Der Anteil von Unternehmen, die sich für eine onlinebasierte Teilnahme entschieden, war jedoch sehr gering²³. Trotz des beschränkten Mehraufwands dieser Variante erscheint eine Berücksichtigung in zukünftigen Untersuchungen der Thematik daher nicht erforderlich.

Eine grundsätzliche Problematik bei der computergestützten telefonischen Umfrage stellt der wachsende Anteil von Personen ohne Festnetzanschluss dar. Diese werden bis dato von den Adressbrokern, bzw. den dahinterstehenden Algorithmen zur Ermittlung der Telefonnummern, nicht berücksichtigt. Derzeit ist der Anteil nach Ansicht der Marktforscher noch hinreichend klein, um von vernachlässigbaren Verzerrungen der Stichprobe auszugehen. Bei zukünftigen Untersuchungen ist diese Problematik jedoch ggf. zu berücksichtigen.

Aufgrund der im Forschungsprojekt gesammelten Erfahrung, nach der die behandelte Thematik für die Befragten sehr komplex und mangels Bewertungsmodell und damit verbundener Vorstellungskraft nur schwer erfassbar ist, erscheinen weitreichende Hilfestellungen bei der Befragung sinnvoll. Vorteilhaft wäre zudem die Abfrage weiterer Ergebnisstützstellen im Szenarienblock nach Kapitel 5.6 zum Zwecke einer detaillierteren Bestimmung des Funktionsverlaufs mit damit einhergehender weiter erhöhter Komplexität der Umfrage. Aus den genannten Gründen favorisieren wir für weitere Untersuchungen, neben einem deutlich erhöhten Stichprobenumfang persönliche Interviews durchzuführen.

6.1.2 Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit

Ein direkter Vergleich der von den Befragten angegebenen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer mit den Ergebnissen international durchgeführter Studien setzt ein zumindest ähnliches Niveau der, in den entsprechenden Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken ermittelten, Versorgungszuverlässigkeit voraus.

Nach Kapitel 5.1.2 deckt sich die von den Befragten erfahrene Versorgungszuverlässigkeit mit den Erwartungen aus der langjährigen statistischen Erfassung durch die Netzbetreiber. Um die Repräsentativität zu wahren, müsste dies, soweit erfasst, auch bei anderen international durchgeführten Umfragen der Fall sein, wenn auch auf anderem Zuverlässigkeitsniveau. Für einige Umfragen, bei

²³ < 1% der befragten Unternehmen



denen diese Werte vorliegen, wird dieser Vergleich durchgeführt, um zu analysieren, ob sie als repräsentativ für das untersuchte Land angesehen werden können und damit verbunden, inwiefern Unterschiede zwischen der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit auf Unterschiede in der erfahrenen Zuverlässigkeit, also letztlich auf größere Erfahrung mit VU zurückzuführen sind.

Dies ist z.B. für die Untersuchungen der SEO in den Niederlanden gegeben. Aufgrund der ohnehin geringen Datenlage sind in Tabelle 12 und Tabelle 13 auch die Ergebnisse einer Umfrage aus Großbritannien von Accent [16] angeführt, es wird aber auf die statistisch deutlich höhere Nichtverfügbarkeit in Großbritannien von ca. 50 Minuten pro Jahr bei einer Unterbrechungshäufigkeit von etwa 0,8 pro Jahr verwiesen [1]. Qualitativ deckt sich die von Accent ermittelte, nach Normierung auf den Bezugszeitraum höhere Unterbrechungshäufigkeit mit den Erwartungen aus einem Vergleich der veröffentlichten Verfügbarkeitsstatistiken Großbritanniens und Deutschlands. Die Unterbrechungshäufigkeit laut Verfügbarkeitsstatistik ist in den Niederlanden dagegen rein statistisch nicht höher als in Deutschland, was den Umfrageergebnissen widerspricht. Die Ursache hierfür ist angesichts der einfachen Fragestellung und somit eher unwahrscheinlichen Verständnisproblemen unbekannt.

Tabelle 12: Erfahrene Zuverlässigkeit und Auswirkungen erlebter VU (Haushalte)

	FGH	KEMA (NL)	SEO (NL)	Accent (GB)	Uni Linz (AT)
Mit VU im Betrachtungszeitraum (FGH: 3 Jahre, sonst: 1 Jahr)	50%		52%	48%..56% ²⁴	78% ²⁵
Mit Schaden <small>Wenn mit VU</small> (mittlerer angegebener Schaden)	6% (127€) (65€)*	2% (< 150€)* ²⁶	14% (25-50€)*		
Dauer der letzten VU	83 min			114 min	

*Median

Tabelle 13: Erfahrene Zuverlässigkeit und Auswirkungen erlebter VU (Unternehmen)

	FGH	SEO (NL)	Accent (GB)	Uni Linz (AT)
Mit VU im Betrachtungszeitraum (FGH: 3 Jahre, sonst: 1 Jahr)	53%	44%	46%	76%
Mit Schaden <small>Wenn mit VU</small> (mittlerer angegebener Schaden)	17% (2770€) (750€)*	4% (501€-1000€)*		
Dauer der letzten VU	89 min.		ca. 160min.	

*Median

Wie im Forschungsprojekt erfolgt, ist es auch international üblich, zur letzten erfahrenen VU eine Schadenseinschätzung zu erfragen, so dass diese ebenfalls im Quervergleich in Tabelle 12 und Tabelle 13 aufgeführt ist. Auffallend ist zum einen die starke Streuung des Anteils von VU, bei denen

²⁴ 48% mit ungeplanten, 8% mit geplanten VU

²⁵ Betrachtungszeitraum unbegrenzt

²⁶ 75% aller Befragten mit Schaden < 150€



überhaupt ein monetärer Schaden beziffert wurde. Immerhin 17% der im Rahmen dieser Studie befragten Unternehmen gaben an, durch den letzten Stromausfall einen finanziellen Schaden erlitten zu haben, während dieser Anteil bei SEO nur 4% beträgt. Eine Ursache könnte eine nicht vollständig identische Definition der Kundengruppe sein. Letzteres kann bei privaten Haushalten aufgrund der hier eindeutigen Definition der Kundengruppe allerdings nicht Ursache der ebenfalls stark abweichenden Ergebnisse (FGH 6% gegenüber KEMA 2% und SEO 14%) sein. Bei Haushalten ist wahrscheinlich aufgrund der vorwiegend immateriellen Schäden die Einschätzung, ob ein monetärer Schaden tatsächlich aufgetreten ist, sehr uneinheitlich. Vor allem dürfte sie aber stark von der Führung des Befragten bei der Umfrage abhängen, etwa ob er darauf aufmerksam gemacht wird, dass er die Zeit für Neueinstellung von Unterhaltungselektronik oder Uhren auch monetär beziffert soll. Dazu wurden in Tabelle 14 und Tabelle 15 die Nennungen zu den Konsequenzen von Stromausfällen bei verschiedenen Umfragen verglichen.

Tabelle 14: Konsequenzen von Stromausfällen für private Haushalte

	FGH	SEO (NL)	KEMA (NL) ²⁷	Uni Linz (AT) ²⁸
Ausfall von TV/Unterhaltungsmedien	43%			26%
Ausfall der Beleuchtung	40%	82%		47%
Computer ausgefallen	30%	46% ²⁹		26%
Hausarbeiten nicht möglich	21%			21%
Geräte müssen neu eingestellt werden	29%	43%		
Ausfall der Telekommunikation	23%	40%		
Auftauen von Kühlschrank/ Tiefkühltruhe	20%	44%	2.	59%
Ausfall der Warmwasseraufbereitung	18%	42%	3.	
Ausfall der Heizung	16%	51%	1.	39%

Die Abfrage erfolgte im Forschungsprojekt frei, ohne Vorgabe von Antwortkategorien. Der große Einfluss solcher Vorgaben zeigt sich im Vergleich zu den Ergebnissen einer Umfrage, die von SEO in 2004 in den Niederlanden [14] durchgeführt wurde (Tabelle 14). Die Vorgabe von Antwortmöglichkeiten oder Antwortkategorien bedingt bereits im Vorfeld der Umfrage die Kenntnis zumindest der dominanten Konsequenzen. Vorteilhaft ist diese Methodik dann, wenn es sich um eine ungewohnte und zudem, z.B. aufgrund mangelnder eigener Erfahrung, eher hypothetische Bewertungsaufgabe handelt. So führt eine geführte Abfrage, die die dominanten Auswirkungen erfasst zu einer erhöhten, vielleicht sogar zu hohen, Sensibilisierung der Befragten. Damit erklärt sich die fast durchgehend höheren Nennungen in [14] gegenüber dem Forschungsprojekt. Zusammen mit der Tatsache, dass in [14] explizit nach dem Arbeitszeitverlust gefragt wurde, mag dies neben der größeren Betroffenheit

²⁷ nur Angabe der drei meistgenannten Konsequenzen

²⁸ Abfrage der drei als am unangenehmsten empfundenen Auswirkungen von Stromausfällen

²⁹ gefragt wurde in SEO nach dem Arbeitszeitverlust, nicht explizit nach dem Ausfall von Computern bzw. Hausarbeiten



von VU eine weitere Ursache für den größeren Anteil von Haushalten sein, die einen monetären Schaden angeben. Diese Interpretation wird zudem durch den bei [12] noch geringeren Schadensanteil gestützt. Bei dieser Studie wurden nur wenige Kategorien vorgegeben, die abgesehen vom Auftauen von Lebensmitteln in Kühleinrichtungen alle immaterieller Natur sind. Allerdings ist der Effekt bei den Untersuchungen im Vergleich von FGH und [14] genau gegenläufig. Deshalb ist die Ableitung einer Empfehlung für weitere Untersuchungen schwierig, das seltene Auftreten spricht aber dafür, die Sensibilisierung der Befragten Letztverbraucher durch ausreichend viele vorgegebene Konsequenzen zu unterstützen.

Tabelle 15: Konsequenzen von Stromausfällen für Unternehmen

	FGH	SEO (NL)
Computer ausgefallen	68%	91%
Ausfall der Telekommunikation	43%	88%
Produktionsausfall/ Maschinenstillstand	25%	30%
Ausfall der Beleuchtung	19%	93%
Technische Geräte nicht nutzbar	17%	11%
Arbeitszeitverlust	16%	
Kantinenapparatur	8%	60%
Klimaanlage	9%	42%
Ausfall von Überwachungsgeräten	8%	50%
Ausfall der Warmwasseraufbereitung	7%	47%
Ausfall der Heizung	5%	33%
Ausfall der Aufzüge	3%	7%
Ausfall der Werbebeleuchtung	2%	36%

Weiterhin auffallend ist der sehr große Einfluss der Auswertungsmethodik. Für Unternehmen differiert der mittlere Schaden bei Auswertung über den arithmetischen Mittelwert bzw. über den Median um mehr als den Faktor 3, bei Haushalten um den Faktor 2.

Insgesamt deuten die Ergebnisse auf eine geringe Robustheit der Erfassung der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit und der erlittenen Schäden hin. Die in dieser Studie ermittelten durchschnittlichen Schäden bei den befragten Unternehmen erscheinen, auch aufgrund der guten Übereinstimmung mit den Ergebnissen der SEO nach Tabelle 13 plausibel. Bei den privaten Haushalten liegt der Median der angegebenen Schäden nach Tabelle 12 bei 65€ und damit geringfügig oberhalb des von SEO ermittelten Bereiches von 25€ bis 50€. Ursache ist hier vermutlich die Vorgabe von Antwortkategorien in der Umfrage der SEO. Gemittelt über alle Befragte ist der Schaden in allen



Umfragen im Median 0€ und auch bei Betrachtung des arithmetischen Mittelwertes sehr gering. Ursache ist der geringe Anteil von Befragten mit Schaden durch die letzte VU.

6.1.3 Gewünschte Versorgungszuverlässigkeit

Ein Vergleich der in Kapitel 5.3.2 diskutierten grundsätzlichen Zahlungsbereitschaft bei deutlich erhöhter Versorgungszuverlässigkeit mit den Ergebnissen aktueller Umfragen in den Niederlanden zeigt nach Tabelle 16 qualitativ weitgehend übereinstimmendes Antwortverhalten der Befragten. Dagegen weichen die Angaben zur Akzeptanz verminderter Versorgungszuverlässigkeit deutlich ab. Dies erklärt sich über die in Aussicht gestellte Kompensation bzw. den Wortlaut der Fragestellung. Soll eine prinzipielle Akzeptanz erfragt werden, muss die angebotene Entschädigung möglichst hoch sein. Aufgrund des beschränkten Beitrags der Netzkosten zur Strompreisbildung ist eine Reduktion des Strompreises allein über Einsparungen in den, die Versorgungszuverlässigkeit maßgeblich bestimmenden, Mittelspannungsnetzen oberhalb von ca. 15% allerdings nicht zu realisieren (Kapitel 2.5). Eine an dem realen Einsparpotenzial orientierte Akzeptanz wird daher aufgrund der beschränkten Höhe der angebotenen Entschädigung deutlich niedriger ausfallen. Analoge Überlegungen gelten für die mit einer verbesserten Zuverlässigkeit verbundenen Mehrkosten bzw. die hierfür erforderliche Zahlungsbereitschaft. Insbesondere ist eine ideale Zuverlässigkeit (Unterbrechungshäufigkeit identisch 0) technisch nicht und auch mit erheblichen finanziellen Aufwand nur näherungsweise zu erreichen. Eine solche ideale Versorgungszuverlässigkeit wurde den Befragten von SEO und allerdings nur auf Rückfrage auch in der vorliegenden Umfrage angeboten.

Tabelle 16: Grundsätzliche Veränderungsbereitschaft im internationalen Vergleich (Haushalte)

	FGH	SEO (NL)	KEMA (NL)
Zahlungsbereitschaft bei sehr deutlich erhöhter Versorgungszuverlässigkeit	7% 14% n.R. ³⁰	8%	7%
Akzeptanz eines verminderten Zuverlässigkeitsniveau bei erheblichen Abschlägen auf die Höhe der Stromrechnung	25% 37% n.R.	---	3%

Während eine geringe grundsätzliche Zahlungsbereitschaft für eine Verbesserung der ohnehin überdurchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit in den beiden betrachteten Ländern plausibel erscheint, überrascht die geringe Akzeptanz verminderter Zuverlässigkeit auch bei sehr deutlicher Reduktion der individuellen Stromrechnung. Es scheint derzeit nur von wenigen Verbrauchern eine signifikant veränderte Versorgungszuverlässigkeit, auch nicht zur Realisierung von Kosteneinsparungen in den elektrischen Versorgungsnetzen und einer damit einhergehenden Absenkung des Strompreises gewünscht zu werden.

Das Zuverlässigkeitsniveau wird am besten durch die Kenngröße Nichtverfügbarkeit als Produkt der Unterbrechungshäufigkeit und –dauer beschrieben. Wird das heutige Niveau präferiert, stellt sich noch die Frage nach der optimalen Ausgestaltung der beiden Kenngrößen. Werden die Netze auf eine z.B. höhere Unterbrechungshäufigkeit ausgelegt, könnte mit den realisierten Kosteneinsparungen eine Verminderung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer bei im Ergebnis unveränderter Nichtverfügbarkeit angestrebt werden. Hinweise auf solche Präferenzen lassen sich z.B. aus den Akzeptanzschwellen nach Kapitel 5.4 ableiten. Demnach wird die Unterbrechungsdauer als kritischer betrachtet, während eine erhöhte Unterbrechungshäufigkeit eher akzeptabel ist.

³⁰ nach Rückfrage (siehe Fragebögen im Anhang)



Tabelle 17: Grundsätzliche Veränderungsbereitschaft im internationalen Vergleich (Unternehmen)

	FGH	SEO (NL)	KEMA (NL)
Zahlungsbereitschaft bei sehr deutlich erhöhter Versorgungszuverlässigkeit	5% 8% n.R.	11%	26%
Akzeptanz eines verminderten Zuverlässigkeitsniveau bei erheblichen Abschlägen auf die Höhe der Stromrechnung	9% 13% n.R.	---	---

Diese Präferenz deckt sich qualitativ mit den Ergebnissen internationaler Studien [12,16]. Beispielhaft seien hier Untersuchungen in den Niederlanden [12] angeführt. Dort wurden die Befragten nach der Akzeptanz verschiedener Kombinationen von Unterbrechungshäufigkeit und -dauer ausgehend vom aktuellen Niveau und bei konstanter Nichtverfügbarkeit gefragt. Das präferierte Niveau entspricht dort einer verdoppelten Unterbrechungshäufigkeit bei halbierten Unterbrechungsdauer. Inwiefern sich Einsparungen durch erhöhte Unterbrechungshäufigkeit und Mehrausgaben zur Reduktion der Unterbrechungsdauer in charakteristischen Modellnetzen, aber auch beispielhaft in realen Netzen gegenseitig kompensieren bzw. zu gewichten sind, wird in Kapitel 6.3 untersucht.

6.2 Interner und internationaler Vergleich der Erfassungsansätze

6.2.1 Kundenschadensfunktionen

Die verwendeten Erfassungsansätze lassen sich zwischen der Bewertung von Versorgungsniveaus, also der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer, und der Bewertung von Einzelereignissen, dann nur hinsichtlich der Dauer einer VU, differenzieren. Die Auswertung der Erfassungsansätze für die Bewertung von realen oder hypothetischen Einzelereignissen führt auf die international weit verbreiteten Kundenschadensfunktionen (engl. Customer Damage Function, Abk. CDF). Im Rahmen der hier realisierten Umfragegestaltung im weiteren Sinne als eine CDF interpretieren lassen sich die Erfassungsansätze nach Kapitel 5.4 (Schaden an Akzeptanzschwellen) und Kapitel 5.7 (direkte Schadensangabe für hypothetische VU variabler Dauer bei Unternehmen mit VU in den letzten 3 Jahren), wie in Tabelle 18 und Tabelle 19 dargestellt.

Die Beschreibung der kundenseitigen Zuverlässigkeitsbewertung durch Kundenschadensfunktionen, also nur über die Abhängigkeit der Unterbrechungsdauer setzt eine lineare Skalierbarkeit mit der Unterbrechungshäufigkeit voraus. Dies kann für rein materielle Schäden näherungsweise angenommen werden, vernachlässigt aber subjektiv empfundene Akzeptanzschwellen. Die in Kapitel 5.4 verglichen mit dem heutigen Niveau sehr hohe akzeptierte Unterbrechungshäufigkeit deutet darauf hin, dass diese Skalierbarkeit in einem Bereich um den Arbeitspunkt heutiger Versorgungszuverlässigkeit gegeben ist. Ist der Verlauf der CDF selbst linear, so dürfte es keine Präferenzen hinsichtlich der Realisierung einer definierten Nichtverfügbarkeit über die beiden Zuverlässigkeitskenngößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer geben. Jede Kombination von Häufigkeit und Dauer, die in der gleichen aggregierten Nichtverfügbarkeit mündet, müsste demnach von den Befragten gleich bewertet werden. Das ist nach Kapitel 6.1.3 aber nicht zutreffend. In der Literatur finden sich sowohl Beispiele für stark nicht-lineare CDF [14,15,(siehe auch Kapitel 5.4)] als auch für Linearität [12,13,(siehe auch Kapitel 5.7)].



Tabelle 18: Ergebnisübersicht CDF (Haushalte)

Quelle \ Dauer der VU	1/4 h	1/2 h	1 h	4 h
Akzeptanzschwellen (Kapitel 5.4)	15€		77€	
SEO 2004 (NL)		2€	5€	12€
SEO 2003 (NL)	2€	3€	7€	14€
Eto 2003 (USA) [15]			\$3	
KEMA 2004 (NL)	3€	5€	10€	40€
Sullivan 1996 (USA) [30]			\$5	
Karikuri 1995 (GB) [31]			1£	5£
Energie Institut Universität Linz 2007 (AT)			2€	5€
Carlsson 2004 (SWE) [32]			1€	3€

Tabelle 19: Ergebnisübersicht CDF (Unternehmen)

Quelle \ Dauer der VU	1/4 h	1/2 h	1 h	4 h
Akzeptanzschwellen (Kapitel 5.4)	554€		1348€	1524€
Finanzieller Schaden ³¹ (Kapitel 5.7)		680€	1010€	2581€
SEO 2004 (NL)		27€	52€	103€
SEO 2003 (NL)	34€	68€	136€	545€
Eto 2003 (USA)			\$886	
Sullivan 1996 (USA)			\$1317	
Karikuri 1995(GB)			106£	345£
Energie Institut Universität Linz 2007 (AT)			431€	979€

Der Vergleich der Erfassungsansätze in Tabelle 19: Ergebnisübersicht CDF (Unternehmen) zeigt bereits große Abweichungen in der kundenseitigen Bewertung. Bestätigt wird aber der bei Unternehmen mindestens um eine Größenordnung höhere anzusetzende Schaden gegenüber den Haushalten.

Auffallend ist die sehr große Abweichung des in dieser Studie über den Erfassungsansatz der Akzeptanzschwellen ermittelten Schadens bzw. der (negativen) Zahlungsbereitschaft von den Ergebnissen der internationalen Vergleichsstudien. Die Abfrage des Schadens bei Überschreiten der Akzeptanzschwelle erfolgte frei, während z.B. in der SEO-Umfrage Antwortkategorien vorgegeben wurden. Eine weitere Analyse der Verteilung der angegebenen Schäden zeigt eine sehr große Streuung (vgl. Kapitel 5.4). So liegt der Median der Verteilung z.B. für eine einstündige VU bei 0€, verglichen mit einem arithmetischen Mittelwert nach Tabelle 18 von 77€. Dies deutet auf ein fehlendes Bewer-

³¹ nur Befragte mit VU in den letzten 3 Jahren



tungsmodell bei den Befragten und somit eine nur ungenaue Abschätzung der Schäden hin. Bei Vorgabe von Antwortkategorien kann dem Befragten eine Hilfestellung in Form eines definierten Wertebereiches gegeben werden. Nachteilig sind die hiermit, auch bei vorhandenem Bewertungsmodell, verbundenen Skaleneffekte, d.h. die Wahl der vorgegebenen Antwortkategorien beeinflusst das Ergebnis der Umfrage. Es ist zu erwarten, dass dieser Effekt bei fehlendem Bewertungsmodell und somit nahezu willkürlichem Antwortverhalten hinsichtlich der Quantifizierung der Schäden das Ergebnis zusätzlich verzerrt. Diese problematischen Erfahrungen sowie die in den Niederlanden bei kurz aufeinanderfolgenden Umfragen [12,14] erzielten deutlich unterschiedlichen Ergebnisse, stellen eine direkte Erfragung von Schadenskosten für die Quantifizierung der kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung für Haushalte grundsätzlich in Frage.

6.2.2 Ansätze über Versorgungsniveaus

Die kundenseitige Bewertung von Versorgungsniveaus ist vorteilhaft im Sinne einer Internalisierung des so ermittelten Wertes in die Netzplanung, da die netzbezogenen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit aufgrund der Stochastik des Störungsgeschehens nur für Versorgungsniveaus sinnvoll ermittelt werden können. Als Ausgangspunkt für die Bewertung einer quantifizierten relativen Veränderung des Versorgungsniveaus bzw. der diese beschreibenden Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer wird in Tabelle 20 nochmals der Vergleich der grundsätzlichen Zahlungsbereitschaften für ein erhöhtes Versorgungsniveau zwischen privaten Haushalten und Unternehmen dargestellt (vgl. Tabelle 7 und Tabelle 8). Die ermittelte Zahlungsbereitschaft deckt sich im Bereich der Haushalte sehr gut mit den Ergebnissen der SEO in den Niederlanden [14]. Bei den Unternehmen ist eine signifikante Abweichung, insbesondere auch in Relation zu den jeweilig ermittelten Zahlungsbereitschaften der Haushalte, zwischen den Ergebnissen dieser Studie und denen der SEO zu vermerken. Mögliche Ursachen sind die Formulierung der Fragestellung und eine nicht vollständig identische Definition der Kundengruppe Unternehmen. SEO spricht von einer nahezu *perfekten Zuverlässigkeit*, während in dieser Studie von einer *sehr deutlich erhöhten Zuverlässigkeit* gesprochen wird. Insbesondere bei Unternehmen ist zudem von einer sehr heterogenen Zusammensetzung der Kundengruppe aufgrund der Vielzahl der erfassten Branchen mit jeweilig individuellen Kundenanforderungen an die Versorgung mit elektrischer Energie auszugehen. Die Abweichungen bei der Kundengruppe Unternehmen bei gleichzeitiger Vergleichbarkeit der Werte für Haushalte zeigte sich auch bereits bei der Auswertung der grundsätzlichen Zahlungsbereitschaften in Tabelle 16 und Tabelle 17.

Tabelle 20: Grundsätzliche Zahlungsbereitschaften (bezogen auf die Jahresstromrechnung)

	Haushalte		Unternehmen	
	FGH	SEO (NL)	FGH	SEO (NL)
Zahlungsbereitschaft bei sehr deutlich erhöhter Versorgungszuverlässigkeit	0,4%	0,5%	0,2%	0,6%

Vor dem Hintergrund der quantifizierten grundsätzlichen Zahlungsbereitschaften nach Tabelle 20 müssen nun die für eine Halbierung/Verdopplung der Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer ermittelten Zahlungsbereitschaften nach Tabelle 22 und hinsichtlich möglicher Einsparpotentiale bei notwendigen Maßnahmen zur Vorbeugung von VU interpretiert bzw. eine hierzu hinreichend erhöhte Versorgungszuverlässigkeit als unrealistisch betrachtet. Zudem wurden von Befragten auch Gegenmaßnahmen angegeben und monetär bewertet, die nicht ausschließlich der Vorbeugung von VU dienen (s. Kapitel 5.8).





Tabelle 223 als wenig plausibel gewertet werden. Die Obergrenze der Zahlungsbereitschaft für erhöhtes Versorgungsniveau liegt für private Haushalte bei 0,4% der Stromrechnung. Die Zahlungsbereitschaft bei halbiertes Unterbrechungshäufigkeit liegt jedoch nach Tabelle 22 mit mindestens 0,6% bereits darüber. Ähnliches gilt für die Zahlungsbereitschaft der Unternehmen. Im internationalen Vergleich sind die ermittelten Zahlungsbereitschaften bei relativer Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit um den Faktor 2 vergleichsweise niedrig. Eine Ursache dürfte die Filterführung über die Frage nach grundsätzlicher Zahlungsbereitschaft nach Kapitel 5.6 sein, da somit offenkundig unplausibles bzw. inkonsistentes Antwortverhalten verhindert wurde. Zudem unterscheidet sich das heutige durchschnittliche Niveau der Versorgungszuverlässigkeit und somit die Referenz zumindest zwischen Deutschland und Großbritannien signifikant. Der Einfluss der erfahrenen Zuverlässigkeit auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wird in Kapitel 6.4 analysiert. Die Bandbreiten der in Tabelle 22 und Tabelle 223 angegebenen Zahlungsbereitschaften resultieren aus dem adaptiven Fragebogaufbau (s. auch Kapitel 5.6) bzw. aus der Differenzierung nach VU in ländlichen und städtischen Regionen in der Studie von Accent [16].

Tabelle 21: Zahlungsbereitschaft bei Verdopplung/Halbierung der Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer - Referenz ist aktuelles Niveau der Versorgungszuverlässigkeit (Haushalte)

	Halbierung der Unterbrechungsdauer	Verdopplung der Unterbrechungsdauer	Halbierung der Unterbrechungshäufigkeit	Verdopplung der Unterbrechungshäufigkeit
FGH ³²	0,3%..0,7%	-5,6%..-1,1%	0,6%..1,0%	-5,1%..-0,5% ³³
Accent (GB)	10,0%		2,4%..8,0%	

Investitionen in Maßnahmen zur Vorbeugung von VU beschreiben die von den Verbrauchern minimal erwarteten Schadenskosten durch das aktuelle Niveau der Unzuverlässigkeit (s. Kapitel 5.8). Sie lassen sich somit auch, unter Vernachlässigung der individuellen Risikobereitschaft, als kunden-seitige Bewertung des aktuellen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit interpretieren. Bei sehr deutlich erhöhter bzw. näherungsweise optimal zuverlässiger Elektrizitätsversorgung werden Gegenmaßnahmen nicht mehr benötigt, einen Vergleich der grundsätzlichen Zahlungsbereitschaft bei solcherart erhöhter Versorgungszuverlässigkeit (s. Kapitel 5.3.2) und Investitionen in Gegenmaßnahmen zeigt Tabelle 23. Die Ausgaben für Gegenmaßnahmen liegen demnach erheblich über der Zahlungsbereitschaft für eine sehr deutlich erhöhte (nahezu optimale) Versorgungszuverlässigkeit. Offenkundig wird von den Befragten die Fragestellung zur grundsätzlichen Zahlungsbereitschaft nicht hinsichtlich möglicher Einsparpotentiale bei notwendigen Maßnahmen zur Vorbeugung von VU interpretiert bzw. eine hierzu hinreichend erhöhte Versorgungszuverlässigkeit als unrealistisch betrachtet. Zudem wurden von Befragten auch Gegenmaßnahmen angegeben und monetär bewertet, die nicht ausschließlich der Vorbeugung von VU dienen (s. Kapitel 5.8).

³² siehe Kapitel 5.6

³³ Wert bei Verdreifachung der Unterbrechungshäufigkeit gegenüber dem aktuellem Niveau



Tabelle 22: Zahlungsbereitschaft bei Verdopplung/Halbierung der Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer - Referenz ist aktuelles Niveau der Versorgungszuverlässigkeit (Unternehmen)

	Halbierung der Unterbrechungsdauer	Verdopplung der Unterbrechungsdauer	Halbierung der Unterbrechungshäufigkeit	Verdopplung der Unterbrechungshäufigkeit
FGH	0,2%	-8,1%	0,3%	-8,1% ¹
KEMA (NL)	4%	-18%	4%	-19%
Accent (GB)	5,9%	---	1,7%..6,1%	---

Tabelle 23: Vergleich der quantifizierten grundsätzlichen Zahlungsbereitschaft mit den Ausgaben für vorbeugende Maßnahmen zum Schutz vor VU (Gegenmaßnahmen)

	Haushalte	Unternehmen
Quantifizierte grundsätzliche Zahlungsbereitschaft bei sehr deutlich erhöhter Zuverlässigkeit	3€ / 43€*	7€ / 231€*
Investitionen für Gegenmaßnahmen	23€ / 136€*	3492€ / 8795€*

* bezogen auf Befragte mit grundsätzlicher Zahlungsbereitschaft bzw. mit Gegenmaßnahmen

In Tabelle 24 sind die Maßnahmen zur Vermeidung von VU oder zur Begrenzung ihrer Auswirkungen, die von privaten Haushalten und Unternehmen getroffen wurden, im Vergleich zu den Ergebnissen der SEO-Studie in den Niederlanden aufgeführt. Angesichts der sehr hohen und durchaus vergleichbaren Versorgungszuverlässigkeit in den beiden betrachteten Ländern erscheint der übereinstimmend große Anteil ohne entsprechende Maßnahmen, insbesondere bei den privaten Haushalten, durchaus plausibel. Bei Unternehmen sind nach Kapitel 5.2 eher materielle und damit objektiv beurteilbare Schäden zu beobachten, die die bei Haushalten deutlich übersteigen. Deshalb haben mehr Unternehmen Vorkehrungen getroffen.

Die Zuordnung der getroffenen Maßnahmen zu Gerätekategorien ist zwischen beiden Studien deutlich verschieden. Ursachen dürften wiederum die Vorgabe von Antwortkategorien in der Umfrage der SEO (FGH: freie Angabe) sowie möglicherweise auch eine für die Befragten unzureichend klare Abgrenzung der einzelnen Kategorien sein.

Bei der Interpretation der Zahlen ist die Beschränkung auf Gewerbekunden mit Netzanschluss in der Niederspannungsebene und damit daher eher geringen Stromverbrauchs zu beachten. Es ist anzunehmen, dass die Investitionsbereitschaft in Gegenmaßnahmen eher durch die Abhängigkeit von der Versorgung mit elektrischer Energie (Energieintensität) und weniger durch den absoluten Stromverbrauch bestimmt sein dürfte. Allerdings erscheint eine gewisse Kopplung beider Größen häufig durchaus plausibel.



Tabelle 24: Maßnahme zur Vorbeuge von VU

	Haushalte		Unternehmen		
	FGH	SEO (NL)	FGH	SEO (NL)	Uni Linz (AT)
Keine	83,2%	86,2%	60,3%	68,0%	73%
USV	0,0%	1,8%	15,2%	22,4%	
Aggregate/Generatoren	2,8%	1,1%	16,4%	5,5%	
Akkus/Batterien	1,4%	---	3,2%	---	

6.3 Internalisierung der kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung

Ziel dieses Kapitels ist die Ermittlung der Auswirkungen der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit auf die gesamtheitlich kostenoptimale Auslegung von Verteilungsnetzen. Diese entspricht einer Internalisierung des kundenseitig der zuverlässigen Elektrizitätsversorgung zugewiesenen Wertes in die Netzplanung. Der Bereich der elektrischen Verteilungsnetze stellt ein natürliches Monopol dar. Somit könnte für Netzbetreiber ein Anreiz bestehen, den Gewinn bei einer durch die Kostenregulierung zu erwartenden Senkung der zugestandenen Erlöse durch Verringerung der Versorgungsqualität zu sichern. Aus diesem Grund sieht die Regulierung in Deutschland spätestens bis zur 2. Regulierungsperiode die Aufnahme eines Qualitätselementes in die Anreizregulierungsformel [7] vor, was einer Internalisierung der Versorgungszuverlässigkeit entspricht:

$$EQ_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t$$

mit

EQ_t	Erlösbergrenze aus Netzentgelten
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor
EF_t	Erweiterungsfaktor
Q_t	Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenze (Q-Element)

Da Ineffizienzen vor allem im Quervergleich zwischen Netzbetreibern ermittelt werden, soll durch die Anreizregulierung ein künstlicher Wettbewerbsdruck erzeugt werden, indem das Qualitätselement die auch bei anderen Produkten und Märkten vorhandene Preis-Qualitäts-Kopplung emuliert. Außerdem soll das Qualitätselement dafür sorgen, dass Netzbetreiber, die bei fehlender Zuverlässigkeitsvorgabe in der Vergangenheit ein überdurchschnittlich zuverlässiges, aber auch vergleichsweise teures Netz entwickelt haben, dafür zu Beginn der Regulierung nicht unzulässig bestraft werden.

Derzeit noch unbekannt und daher unbestimmt sind der Referenzwert und die Steigung der Funktion nach Bild 37 im blau markierten Bereich für die Zuverlässigkeitskenngrößen i (Unterbrechungs-



dauer, -häufigkeit, etc.) sowie die Höhe der etwaigen Begrenzungen. Aus gesamtheitlicher Sicht ist der Referenzwert so zu ermitteln, dass unter Berücksichtigung der kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung die geringsten Gesamtkosten erreicht werden (siehe Bild 1 in der Einleitung). Die Steigung der Funktion müsste dann den entsprechenden Zahlungsbereitschaften in diesem Arbeitspunkt angepasst werden.

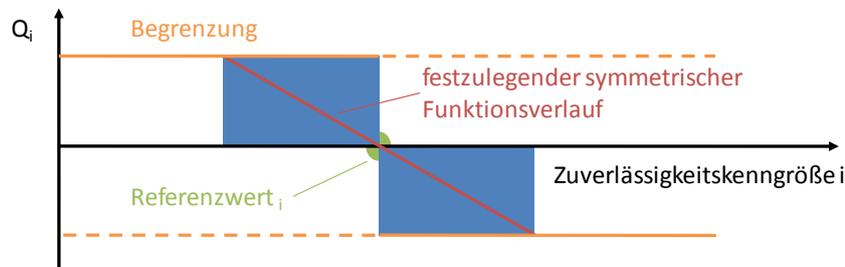


Bild 37: Schematische Darstellung des Funktionsverlaufs des geplanten Qualitätselementes in der Anreizregulierung

Die Bestimmung eines Referenz- oder Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit erfordert somit neben der Ermittlung der kundenbezogenen Bewertung auch die Quantifizierung des Zusammenhangs zwischen Zuverlässigkeit als Qualitätsmerkmal und den hiermit verbundenen Netzkosten. Dieser Zusammenhang ist nach Bild 38 und Bild 39 sowohl in der absoluten Höhe als auch im Verlauf der Kostenfunktion stark von der zugrunde liegenden Versorgungsaufgabe abhängig. Dargestellt sind die mit einer Ausgestaltung von Verteilungsnetzen unter der Randbedingung minimal einzuhaltender Versorgungszuverlässigkeit³⁴ verbundenen Zu- und Abschläge auf den Strompreis. Diese sogenannten netzbezogenen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit wurden durch Modellnetzuntersuchungen unter Berücksichtigung üblicher Planungsvorgaben (s. auch Kapitel 4) ermittelt. Da das absolute Niveau der Unterbrechungshäufigkeit in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe variiert, erfolgte die Abfrage der Zahlungsbereitschaften notwendigerweise relativ zum heutigen Niveau (s. Kapitel 5.6), entsprechend ist auch die Darstellung in Bild 38 relativ gewählt.

Analog zur kundenseitigen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit nach Kapitel 6.5 erfolgt eine Differenzierung nach drei charakteristischen Versorgungsaufgaben: städtisch, halbstädtisch und ländlich. Darüber hinaus wurden zur Abdeckung der gesamten in Deutschland üblichen Bandbreite noch die Versorgungsaufgaben Innenstadt (City) mit sehr hoher Lastdichte und Streusiedlung mit sehr geringer Lastdichte untersucht. Anzumerken ist, dass eine signifikante Erhöhung von Unterbrechungsdauer und auch -häufigkeit in den Modellnetzen mit ausgeprägt städtischer Versorgungsaufgabe unter den in Kapitel 4 beschriebenen Planungsvorgaben durch Veränderungen von Netzstruktur und Netzausstattung nicht erreicht werden konnte. Natürlich könnte grundsätzlich die Störungsbehebung eingestellt oder durch extreme Personaleinsparung deutlich verzögert und damit eine höhere Unterbrechungsdauer realisiert werden. Analog wäre hinsichtlich der Unterbrechungshäufigkeit auch der Verzicht auf Instandhaltungsmaßnahmen möglich. Diese Maßnahmen sind aber weder realistisch noch kosteneffizient und werden daher nicht betrachtet. Die Veränderung der Stromrechnung wird daher in diesen Szenarien zu $\pm 0\%$ angenommen. Ebenfalls unter den genannten Planungsvorgaben nicht zu realisieren ist eine sehr deutliche um den Faktor 4 verringerte Unterbrechungsdauer am Kundenanschluss in der Niederspannungsebene für Netze der Versorgungsaufgaben City, Geschoss-

³⁴ resultierende Versorgungszuverlässigkeit am Kundenanschluss in der Niederspannungsebene



wohnungsbau und Streusiedlung. Hier sind demnach auch keine Annahmen hinsichtlich der netzseitig erforderlichen Zu- und Abschläge auf den Strompreis zulässig.

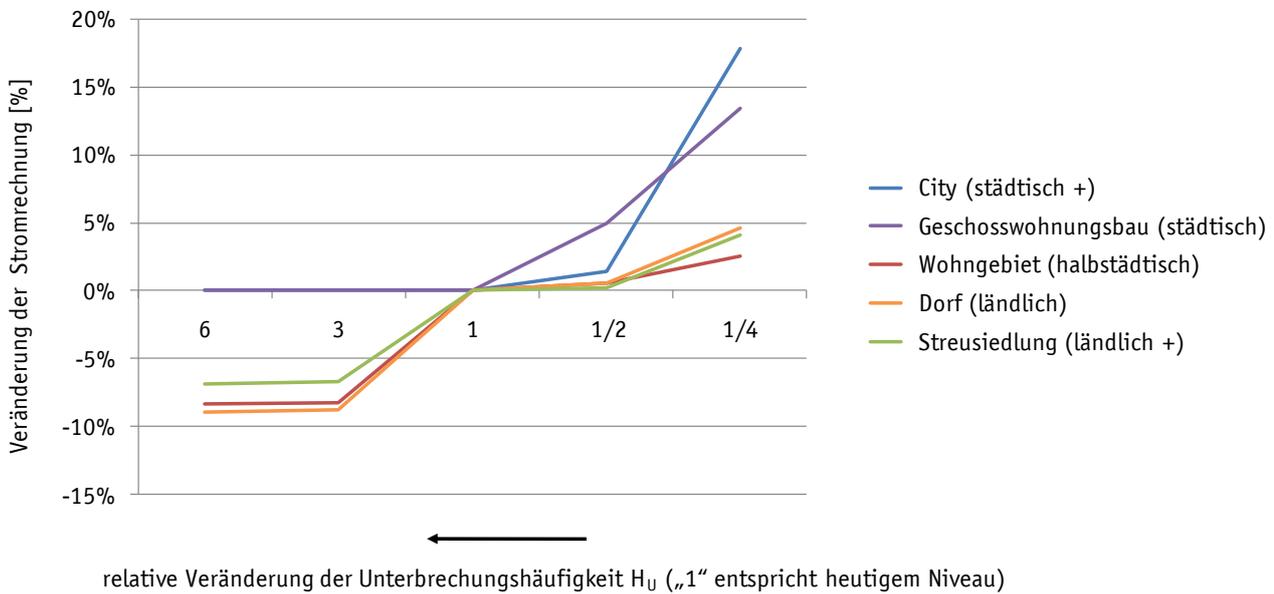


Bild 38: Bandbreite der netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe (Zuverlässigkeitskenngröße Unterbrechungshäufigkeit)

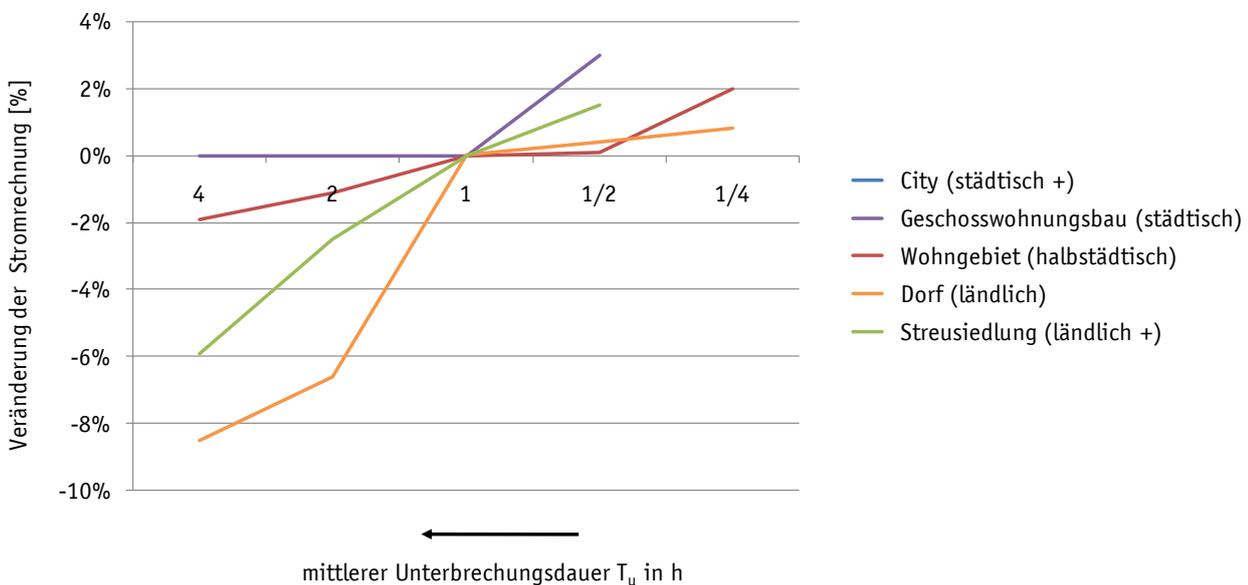


Bild 39: Bandbreite der netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe (Zuverlässigkeitskenngröße Unterbrechungsdauer)

Aufgrund der starken Abhängigkeit der netzbezogenen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit von der Versorgungsaufgabe ist bei der Parametrierung des Qualitätselementes ebenfalls eine Differenzierung nach charakteristischen Versorgungsaufgaben notwendig. Es ist daher für eine Bestimmung der Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit (Referenzwerte) und auch der Steigung des Qualitätselementes eine nach Versorgungsaufgaben differenzierte Betrachtung auch der kunden-



bezogenen Bewertung, wie in Bild 42 und Bild 43 für die Kundengruppe der privaten Haushalte dargestellt, erforderlich.

Das anzustrebende Zielniveau der Versorgungszuverlässigkeit bzw. der Referenzwert der betrachteten Kenngröße (hier: Unterbrechungshäufigkeit oder -dauer) ergibt sich dort, wo die Kundenanforderungen möglichst gut erfüllt oder am stärksten übererfüllt werden können. Dies entspricht bei Internalisierung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit in die Kostenkalkulation der Netzbetreiber durch Summation der kunden- und netzseitigen Bewertung in jedem Punkt der Kennlinie, dem Minimum der Summenfunktion (im weiteren als Gesamtkostenfunktion bezeichnet). Es ist hierbei zu beachten, dass eine prozentuale Verringerung der Stromrechnung in der kundenbezogenen Bewertung im Sinne der Internalisierung Mehrkosten für den Netzbetreiber darstellen. Die ermittelten kundenseitigen Zahlungsbereitschaften gehen somit negativ in die Summenbildung zur Gesamtkostenfunktion ein (siehe z.B. Bild 40).

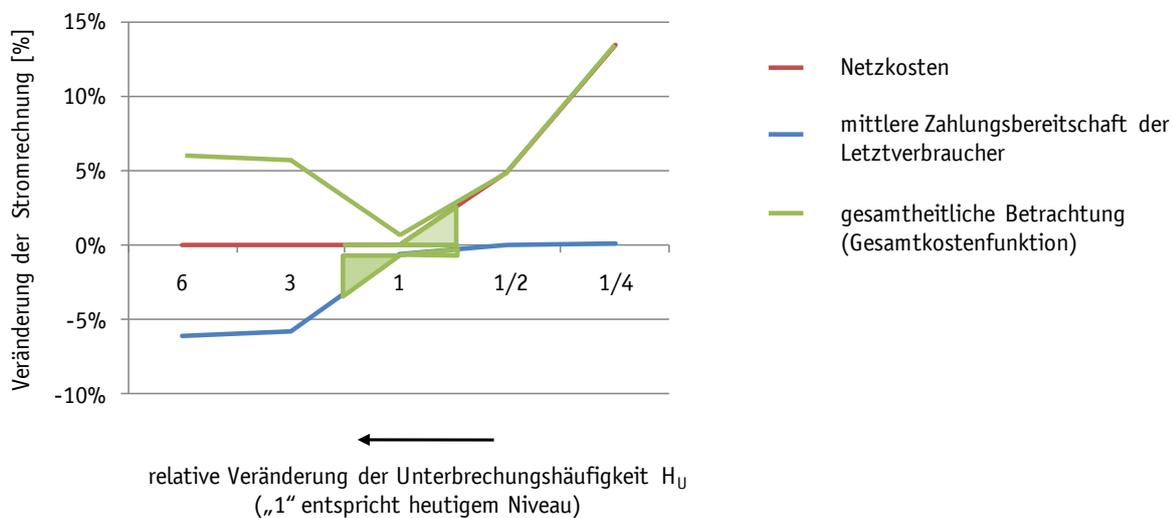


Bild 40: Ermittlung von Zielniveaus für Zuverlässigkeitskenngrößen (hier exemplarisch Unterbrechungshäufigkeit) durch gesamtheitliche Betrachtung der kundenbezogenen Bewertung sowie der netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit

Die Darstellung nach Bild 40 lässt zudem eine weitere Interpretation zu. Werden ausgehend von einem Arbeitspunkt, z.B. dem aktuellen Niveau der Versorgungszuverlässigkeit, nur die Grenzkosten einer infinitesimalen Veränderung³⁵ der Zuverlässigkeit, also die netzseitig und kundenseitig mit dieser Veränderung verbundenen Mehr-/Minderkosten bzw. Zahlungsbereitschaften betrachtet, so ist eine Veränderung immer dann sinnvoll, wenn die netz-seitigen Einsparungen die verminderte Zahlungsbereitschaft auf Kundenseite übertreffen bzw. notwendige Netzinvestitionen durch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft mindestens gedeckt werden können. Der Grenzertrag aus gesamtheitlicher Sicht ist dann positiv. Mathematisch entspricht dies der Differentiation der beiden, den Wert der Versorgungszuverlässigkeit beschreibenden Funktionen jeweilig im Arbeitspunkt heutiger Zuverlässigkeit. Aufgrund der diskreten Anzahl von Stützstellen kann die Differentiation auf einen einfachen Vergleich der Steigungsdreiecke, wie in Bild 40 dargestellt zurückgeführt werden.

Beide Interpretationen sind in ihrer Aussage äquivalent, es sei denn, das globale Minimum der Gesamtkostenfunktion kann ausgehend vom heutigen oder einem sonstigen Startpunkt (Arbeitspunkt) der Versorgungszuverlässigkeit nur durch Durchfahren lokaler Maxima erreicht werden, wie in

³⁵ Die minimale Schrittweite der Veränderung ist hier begrenzt durch die endliche Anzahl von Stützstellen bei der Ermittlung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit



Bild 41 für ein fiktives Beispiel dargestellt. Inwieweit in einem solchen Fall das globale Minimum als Zielniveau der Versorgungszuverlässigkeit bzw. als Referenzwert des Qualitätselementes geeignet sein kann, ist im Einzelfall zu diskutieren.

Das Vorgehen zur Ermittlung von Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit wird im Folgenden für die städtische Versorgungsaufgabe erläutert. Die jeweilig dargestellte kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wird nach Ansatz b) (s. Kapitel 5.6) ermittelt. Nach Bild 42 ist eine Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit um den Faktor 2 netzseitig mit Mehrkosten entsprechend eines Zuschlags auf die Stromrechnung von 4,9% verbunden. Die Zahlungsbereitschaft der Kunden erhöht sich aber nur um 0,5%. Demnach wäre eine solche Investition aus gesamtheitlicher Sicht nicht sinnvoll. Höhere Unterbrechungshäufigkeiten lassen unter den in Kapitel 4 beschriebenen Planungsvorgaben kaum Netzkosteneinsparungen zu. Insbesondere könnte die Erwartung der Verbraucher nach einem mehr als 5%-igen Abschlag auf die Stromrechnung nicht erfüllt werden. Für die städtische Versorgungsaufgabe ist demnach das heutige Niveau der Kenngröße Unterbrechungshäufigkeit bereits als optimal anzusehen.

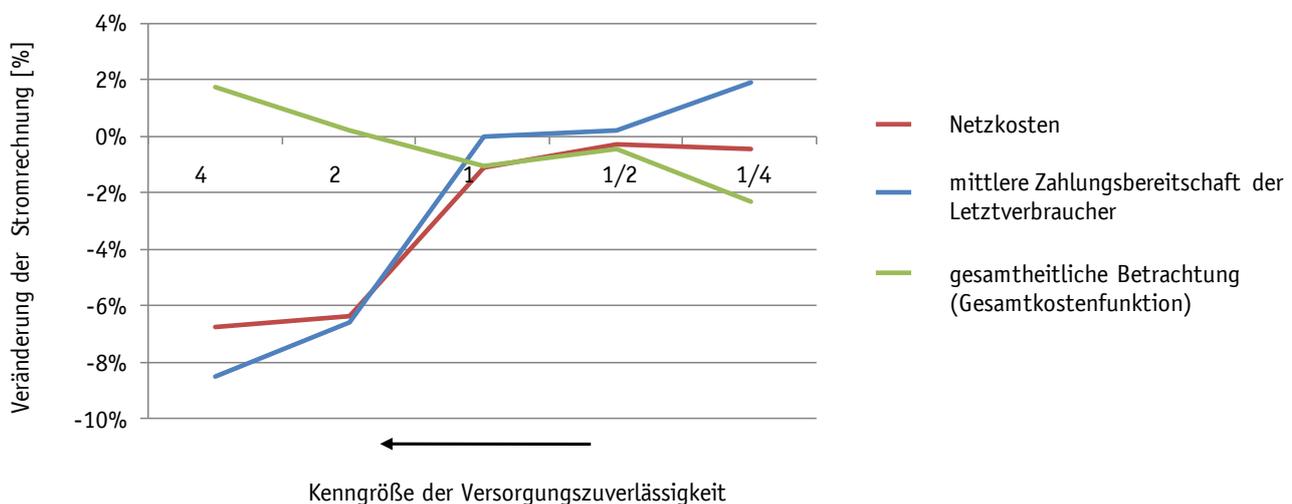


Bild 41: Beispielhafte Darstellung einer fiktiven Gesamtkostenfunktion der Versorgungszuverlässigkeit bei gesamtheitlicher Betrachtung

Bei analogen Vorgaben und Vorgehen leitet sich für halbstädtische und ländliche Versorgungsaufgaben eine um den Faktor 3 erhöhte Unterbrechungshäufigkeit als Referenzwert ab. Bei der halbstädtischen Versorgungsaufgabe wäre auch eine um den Faktor 2 verminderte Unterbrechungshäufigkeit vorteilhaft, da einer um 0,8% erhöhten Zahlungsbereitschaft der Kunden netzseitigen Mehraufwendungen von nur 0,5% gegenüberstehen. Dieses Ergebnis verdeutlicht, welche Schwierigkeiten bei der Interpretation der Daten auftreten können. Im Forschungsprojekt sind infolge des begrenzten Stichprobenumfangs und der vorgenommenen Klassenbildung bei den Szenarien die Unsicherheiten sicher zu groß, um die Zulässigkeit auch einer verringerten Unterbrechungshäufigkeit postulieren zu können. Eine Summation der Kosten im Sinne der Gesamtkostenfunktion würde die Erhöhung der Unterbrechungshäufigkeit als optimal ausweisen.

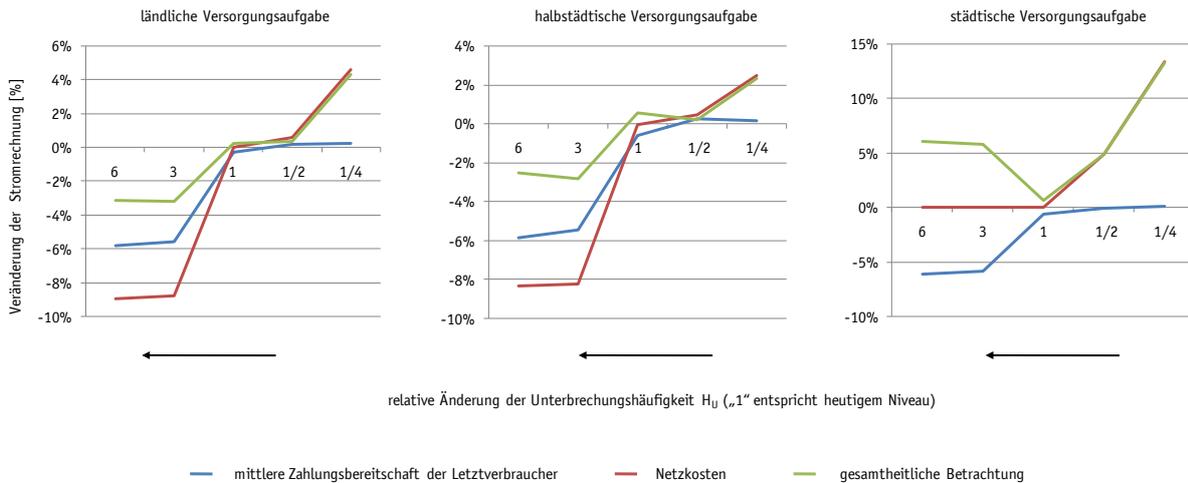


Bild 42: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungshäufigkeit bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Haushalte)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Modellnetzanalyse-

Bereits die Vorgabe relativer Zuverlässigkeitsniveaus in der Fragestellung bedingt, dass unklar ist, ob die kundenbezogene Bewertung ausgehend von einem anderen Arbeitspunkt, insbesondere schlechterer Zuverlässigkeit, anders aussehen könnte. Dies kann indirekt über die Analyse der Einflusses erfahrener Versorgungszuverlässigkeit evaluiert werden (s. Kapitel 6.4).

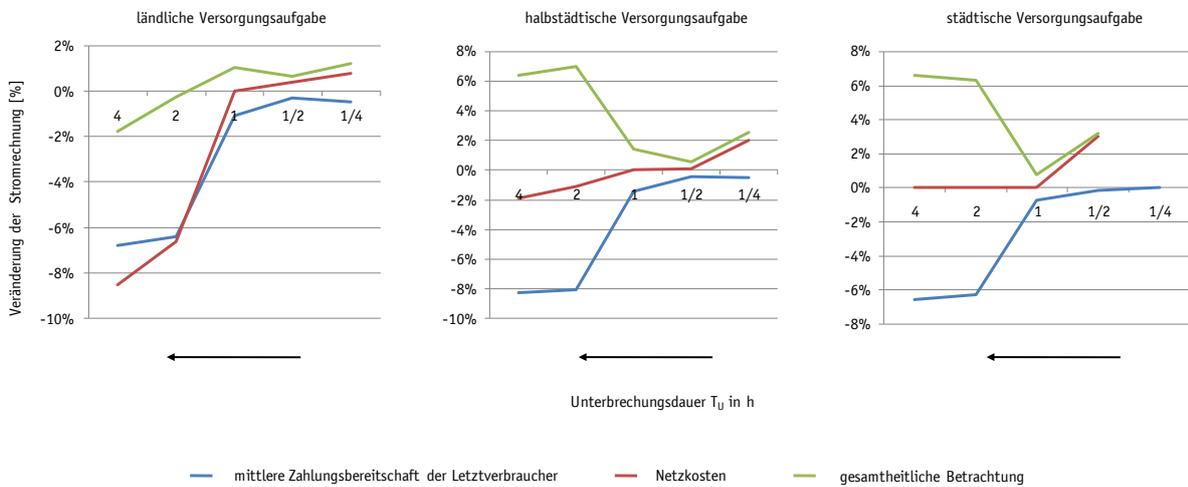


Bild 43: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungsdauer bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Haushalte)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Modellnetzanalyse-

Hinsichtlich der Kenngröße Unterbrechungsdauer erweist sich bei halbstädtischer Versorgungsaufgabe aufgrund des nur geringen netzseitigen Mehraufwandes ein Zielniveau von 30 Minuten, in städtischen Versorgungsaufgaben von 1 Stunde als vorteilhaft. Für die ländliche Versorgungsaufgabe können die Kundenanforderungen hinsichtlich des erwarteten Abschlags auf die Stromrechnung bei erhöhter Unterbrechungsdauer sogar übererfüllt werden. Jedoch ist bei Grenzertragsbetrachtung ausgehend vom Arbeitspunkt heutiger Zuverlässigkeit auch hier ebenso eine verminderte Unterbrechungsdauer als vorteilhaft zu bewerten.

Bei der Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit wurden nach Kapitel 4 zwei Ansätze verfolgt. Zum einen eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen mittels eines modellhaften Ansatzes unter der Randbedingung homogener Lastverteilung (Modellnetzanalyse) und zum anderen ein auf die Betrachtung der Mittelspannungsebene beschränkter weniger stark modellhafter Ansatz (Zielnetzplanung). Die in Bild 38 bis Bild 43 dargestellten netzseitigen Grenzkosten wurden mit Hilfe der Modellnetzanalyse unter gemeinsamer Optimierung der Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt. Im Folgenden sollen nun auch Inhomogenitäten der Lastverteilung im Versorgungsgebiet berücksichtigt werden. Nach [2] entfallen knapp 80% der gesamten Nichtverfügbarkeit für einen durchschnittlichen Niederspannungskunden auf Störungen in der Mittelspannungsebene. Daher ist auch bei ausschließlicher Betrachtung der Mittelspannungsebene zur Realisierung der in Fragenblock e) nach Kapitel 3 im Rahmen der Umfrage zur kundenseitigen Bewertung abgefragten diskreten Stützstellen der Versorgungszuverlässigkeit kein signifikanter Fehler bei der Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten gegenüber einer alle Spannungsebenen umfassenden Optimierung zu erwarten. Die sich bei dieser Vorgehensweise ergebenden Funktionsverläufe zusammen mit der kundenbezogenen Bewertung der Zuverlässigkeit analog zu den bisherigen Betrachtungen sind in Bild 44 hinsichtlich der Kenngröße Unterbrechungshäufigkeit und in Bild 45 für die Kenngröße Unterbrechungsdauer dargestellt. Eine sehr deutlich erhöhte Versorgungszuverlässigkeit nur über Maßnahmen in der Mittelspannungsebene zu realisieren ist demnach mit erheblichen Investitionen in die bestehenden Verteilungsnetze verbunden. In diesen Randbereichen der Kostenfunktion ist der Verlauf gegenüber den mittels der Modellnetzanalyse ermittelten netzbezogenen Grenzkosten nach Bild 42 und Bild 43 deutlich steiler. Ursachen sind zum einen die Beschränkung der Zielnetzplanung auf Maßnahmen in nur einer Spannungsebene, wodurch die Freiheitsgrade für die Zielnetzplanung deutlich eingeschränkt werden und extreme Grenzwertvorgaben nur durch deutlich kostenintensivere Maßnahmen möglich sind. Zum anderen hat die Berücksichtigung der in der Realität niemals vollständig homogenen Lastverteilung einen deutlichen Einfluss auf die zur Gewährleistung eines individuellen Zuverlässigkeitsniveaus notwendigen Netzkosten. Die Ermittlung von Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit respektive von Referenzwerten des Qualitätselementes kann analog zu den für die Modellnetzanalyse aufgeführten Überlegungen erfolgen. Der Vergleich der ermittelten Zielniveaus auf Grundlage der Modellnetzanalyse bzw. der Zielnetzplanung in Tabelle 25 gibt Hinweise auf die Robustheit der Ergebnisse.

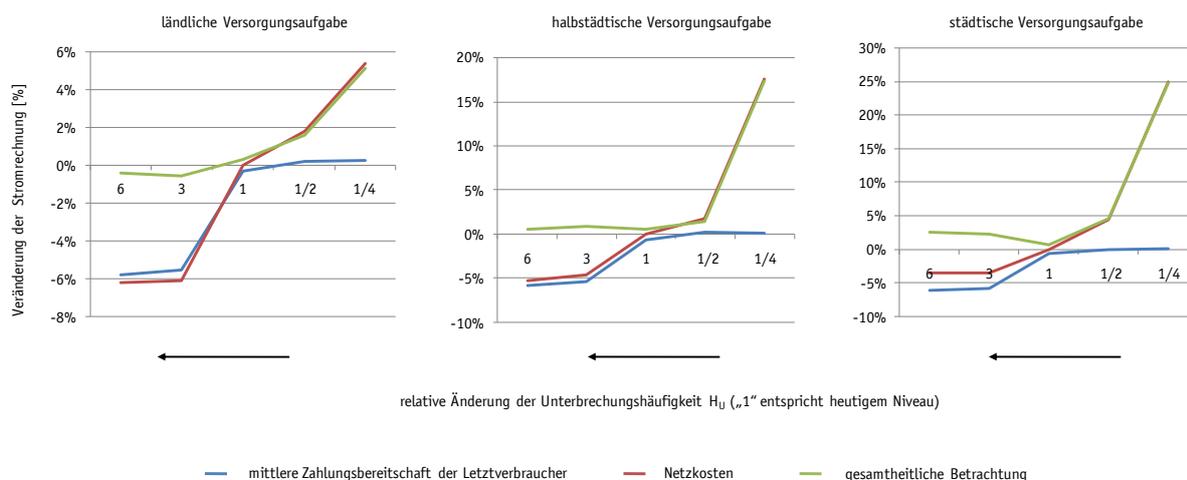


Bild 44: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungshäufigkeit bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Haushalte)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Zielnetzplanung-



Abhängig von der zugrundeliegenden Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten ergeben sich mit einer Ausnahme der ländlichen Versorgungsaufgabe Abweichungen der Zielniveaus um maximal eine Stützstelle. Dies entspricht dem Faktor 2 bei der Unterbrechungsdauer bzw. dem Faktor 2 bis 3 bei der Unterbrechungshäufigkeit. Zu beachten sind hierbei die eingangs erwähnten Einschränkungen hinsichtlich der netzseitigen Realisierung *extremer*, also sehr weit vom heutigen Standard entfernter Zuverlässigkeitsniveaus. Dies gilt bei exklusiver Betrachtung einer Spannungsebene, z.B. nur der Mittelspannung, in nochmals verstärktem Maße. Zumindest theoretisch genauere Ergebnisse ließen sich bei Verkürzung der Schrittweite der Stützstellen erzielen. Allerdings ist die Anzahl maximal abfragbarer Stützstellen je Befragtem aus umfragetechnischen Gründen begrenzt. Diesem Problem kann durch alternierende Abfrage bestimmter Sets von Stützstellen begegnet werden. Jeder Befragte muss dann weiterhin nur z.B. 5 Stützstellen der Kenngröße monetär bewerten. Der Stichprobenumfang ist dann entsprechend der Anzahl verschiedener Sets größer zu wählen.

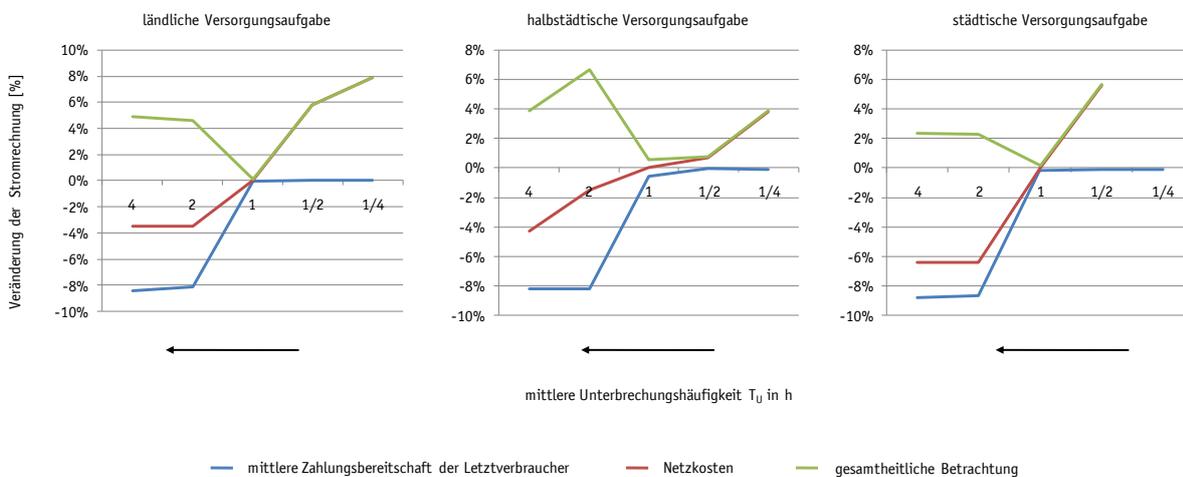


Bild 45: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungsdauer bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Haushalte)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Zielnetzplanung-

Sollen die hiermit verbundenen Kosten vermieden werden bzw. ein kontinuierlicher Funktionsverlauf ermittelt werden, kann dieser auch durch Parametrierung einer geeignet gewählten mathematischen Funktion zur näherungsweise Nachbildung des realen Funktionsverlaufes ermittelt werden.

Tabelle 25: Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit (Referenzwerte des Qualitätselementes) für die Kundengruppe der privaten Haushalte

Versorgungsaufgabe	Faktor Unterbrechungshäufigkeit H_U		Faktor Unterbrechungsdauer T_U	
	MNA	Zielnetzplanung	MNA	Zielnetzplanung
städtisch	1	1	1	1
halbstädtisch	3	1 bis 6	1/2	1/2 bis 1
ländlich	3	3 bis 6	4	1



Voraussetzung ist jedoch ein entsprechend charakteristischer und als bekannt vorauszusetzender Funktionsverlauf.

Für die ermittelten Stützstellen sowohl hinsichtlich der kundenbezogenen Bewertung als auch der netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit war dies hier nicht gegeben.

Analoge Überlegungen gelten für die Ermittlung von Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit für die Kundengruppe der Unternehmen.

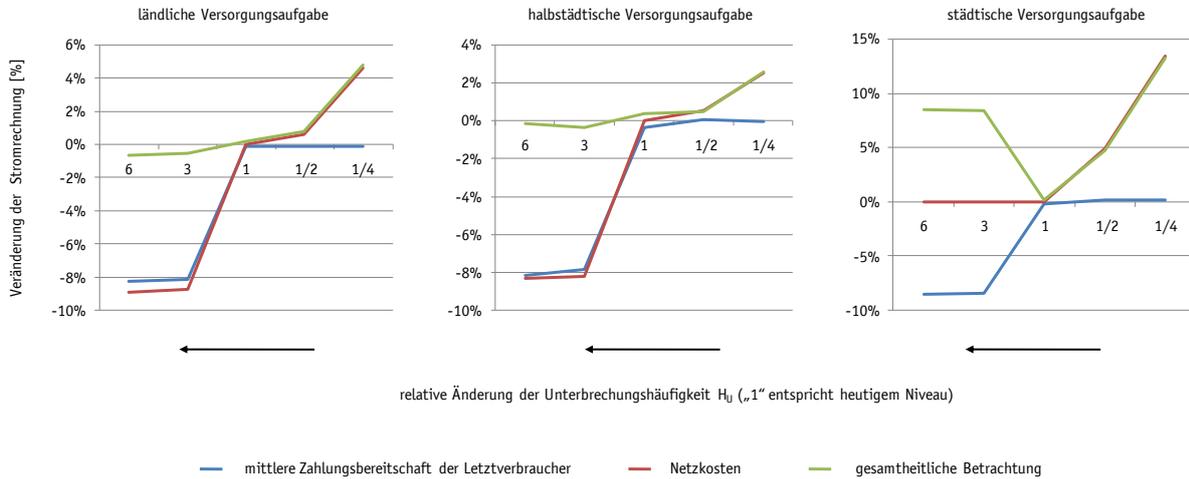


Bild 46: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungshäufigkeit bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Unternehmen)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Modellnetzanalyse-

Aufgrund der gegenüber den privaten Haushalten deutlich stärker ausgeprägten grundsätzlichen Ablehnung einer veränderten Versorgungszuverlässigkeit (vgl. Kapitel 5.3.2) ermittelt sich das Zielniveau nach Bild 46 – 55 mit wenigen Ausnahmen stets im Bereich der heutigen Zuverlässigkeit.

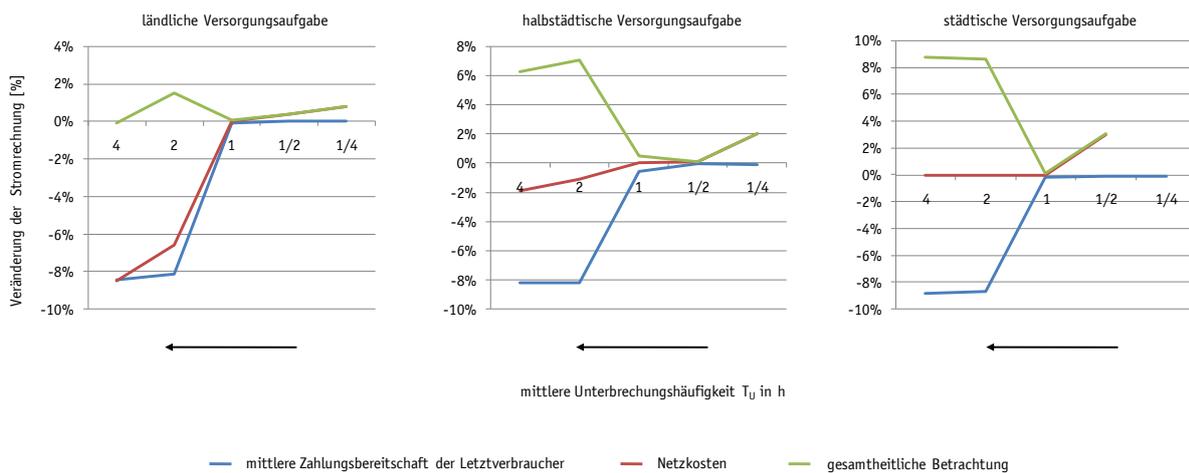


Bild 47: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungsdauer bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Unternehmen)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Modellnetzanalyse-

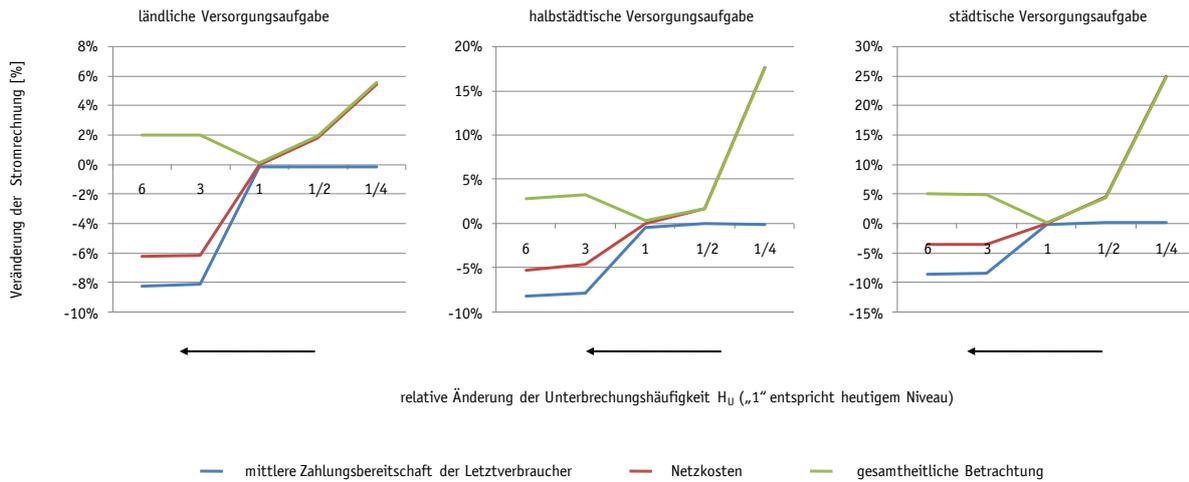


Bild 48: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungshäufigkeit bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Unternehmen)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Zielnetzplanung-

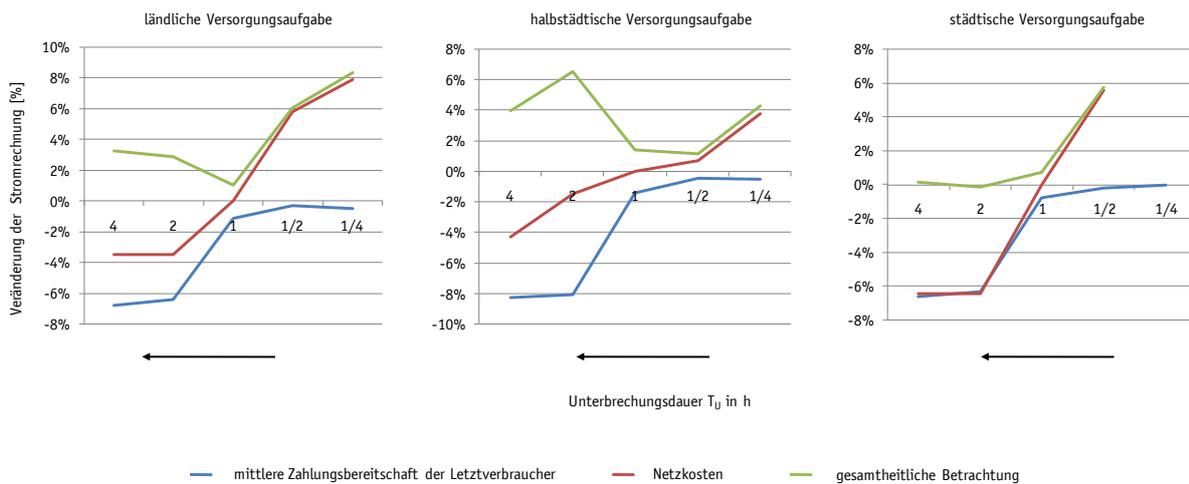


Bild 49: Kundenbezogene Bewertung und netzseitige Grenzkosten der Unterbrechungsdauer bei charakteristischen Versorgungsaufgaben (Unternehmen)
-Ermittlung der netzbezogenen Grenzkosten durch Zielnetzplanung

Einen Überblick über die sich ergebenden Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit für die Kundengruppe der Unternehmen mit Netzanschluss in der Niederspannungsebene zeigt Tabelle 26.



Tabelle 26: Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit (Referenzwerte des Qualitätselementes) für die Kundengruppe der Unternehmen

Versorgungsaufgabe	Faktor Unterbrechungshäufigkeit H_U		Faktor Unterbrechungsdauer T_U	
	MNA	Zielnetzplanung	MNA	Zielnetzplanung
städtisch	1	1	1 oder 4	2 bis 4
halbstädtisch	3	1	1/2	1/2 bis 1
ländlich	3 bis 6	1	1	1

6.4 Einfluss der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit

Der Zusammenhang zwischen der bisher erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit und der kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung ist bislang kaum Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen gewesen. Existiert ein solcher Zusammenhang, so erklärt dies die z.T. deutlich voneinander abweichenden Ergebnisse international durchgeführter Studien zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit (s. auch Kapitel 6.1).

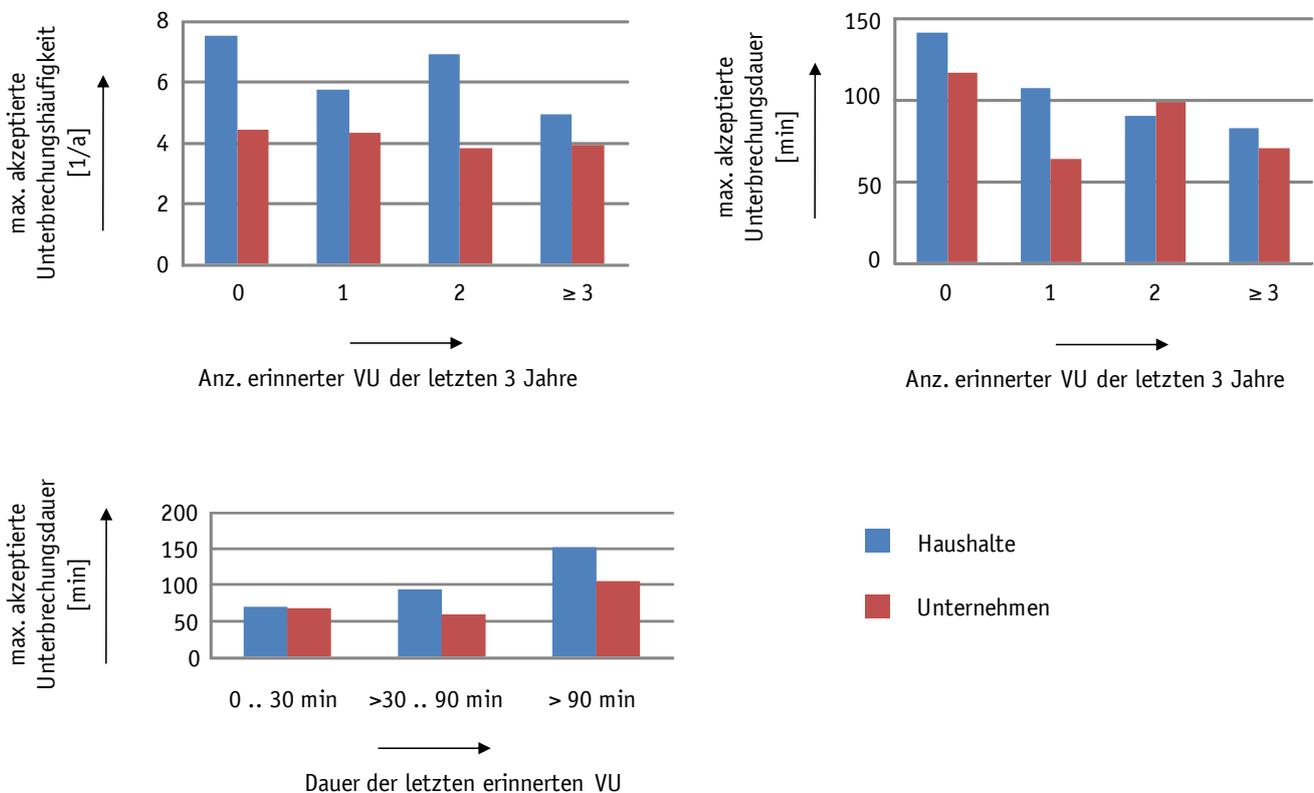


Bild 50: Einfluss der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit auf die maximal akzeptierte Häufigkeit und Dauer von Stromausfällen



Gleichzeitig würde auch der zeitliche Gültigkeitsbereich der Ergebnisse bei Veränderung des Zuverlässigkeitsniveaus im Betrachtungsbereich durch z.B. verändertes Investitionsverhalten der Netzbetreiber begrenzt. Die Ergebnisse der geplanten Anreizregulierung mit Zielvorgaben hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit würden dann also rückkoppeln auf die Zielvorgaben selbst.

Wie aus Bild 50 zu erkennen, ist die maximal akzeptierte Unterbrechungshäufigkeit weder bei den Haushalten noch bei den Unternehmen eindeutig mit der Anzahl erlebter/erinnerter VU korreliert. Hinsichtlich der maximal akzeptierten Unterbrechungsdauer ist eine Abhängigkeit von der Anzahl und auch Dauer erfahrener VU zumindest für die privaten Haushalte zu erkennen. Es erscheint plausibel, dass Kunden, die in der Vergangenheit von längeren Stromausfällen betroffen waren, diese auch zukünftig eher als realistisches und aus Erfahrung akzeptables Szenario betrachten, als solche, die nur kurze VU erinnern. Dies entspricht einem Gewöhnungseffekt. Ebenso verständlich erscheint die geringere Akzeptanzschwelle bei der Unterbrechungsdauer, wenn ein Kunde in der Vergangenheit häufiger von VU betroffen war und daher möglicherweise jeden Stromausfall mit dieser maximalen Länge assoziiert. Es ist aber festzuhalten, dass die beschriebenen Zusammenhänge sich bei den befragten Unternehmen weniger eindeutig zeigen. Eine mögliche Ursache liegt in der geringen GG pro Auswerteklasse. Hier sind weitere Untersuchungen mit deutlich erhöhtem Stichprobenumfang zur Validierung der Ergebnisse erforderlich.

6.5 Einfluss der Versorgungsaufgabe

Unter einer Versorgungsaufgabe wird im Folgenden eine Gemeindetypisierung anhand des Kriteriums der Einwohnerdichte und damit in der Niederspannungsebene näherungsweise auch der Lastdichte in drei charakteristische Gebietstypen verstanden:

- städtische Gebiete mit einer Einwohnerdichte > 500 Einwohner pro km²
- halbstädtische Gebiete mit einer Einwohnerdichte von 100 – 500 Einwohner pro km²
- ländliche Gebiete (weniger als 100 Einwohner pro km²)

Diese Einteilung entspricht der Klassifikation des statistischen Amtes der europäischen Gemeinschaft und wird hier übernommen.

Keineswegs sollen hier aus Sicht der Verteilungsnetze absolute, endgültig geklärte Klassenzuordnungen für Versorgungsaufgaben postuliert werden. Die Einwohnerdichte und aufgeführten Gemeinde ergaben sich aber als im Vergleich zu den erweiterten Strukturmerkmalen als grobe Orientierung. Die Einordnung der Befragten in Versorgungsaufgaben erfolgte ausschließlich auf Basis der erfassten Postleitzahlen. Geringere Lastdichten sind im Allgemeinen mit größerer Leitungslänge je Einwohner und damit, da die Ausfallhäufigkeit im Netz sehr stark durch die Leitungen bestimmt wird, mit einer größeren Unterbrechungshäufigkeit verbunden. Die Unterbrechungsdauer ist durch verschiedene Parameter, wie die Netzstruktur, Ausstattung des Netzes mit Sekundärtechnik oder auch Zugänglichkeit von Kabelverteilerschränken und Netzanschlusskästen bestimmt. Der Zusammenhang zwischen der durchschnittlichen Dauer von VU und der zugrundeliegenden Versorgungsaufgabe ist daher nur näherungsweise prognostizierbar.

Neben der Auswertung entsprechender statistischer Erhebungen des Störungsaufkommens seitens der Netzbetreiber sowie Analyse mit Hilfe mathematischer Verfahren (Kapitel 4) kann der Einfluss der Versorgungsaufgabe auch durch direkte Kundenbefragung ermittelt werden.

Darüberhinaus ist zu klären, inwieweit sich die Versorgungsaufgabe auch auf die kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit auswirkt.



6.5.1 Erfahrene Versorgungszuverlässigkeit

Nach Bild 51 zeigt sich sowohl für die privaten Haushalte, als auch bei den Unternehmen eine signifikante Abhängigkeit der Anzahl erlebter VU im Betrachtungszeitraum von der Versorgungsaufgabe. Hinsichtlich der angegebenen Dauer der letzten VU ist der Zusammenhang nur bei den Haushalten eindeutig. Untersuchungen ließen eine stärkere Abhängigkeit der Unterbrechungshäufigkeit wie auch –dauer von der Versorgungsaufgabe erwarten.

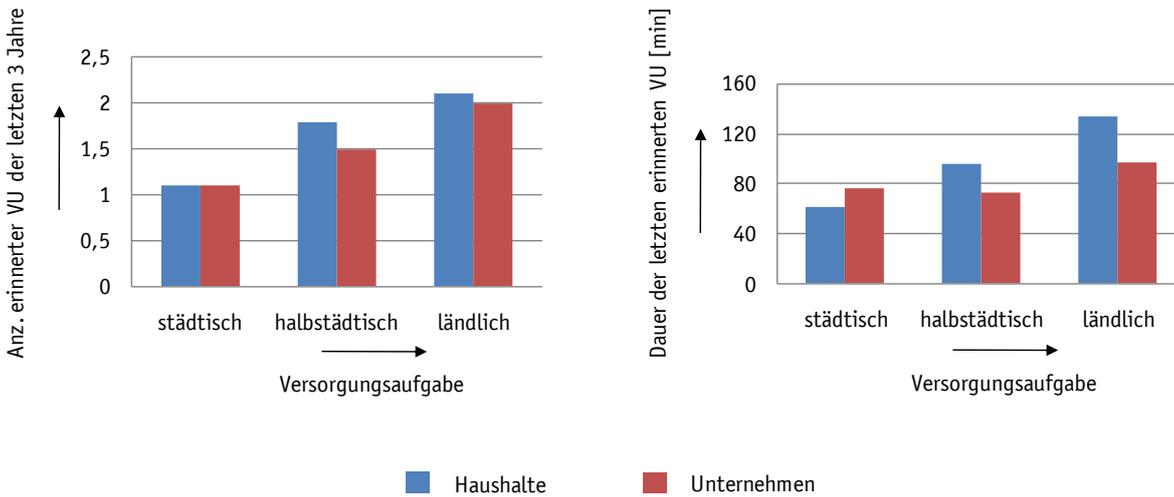


Bild 51: Zusammenhang zwischen der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit und der Versorgungsaufgabe

Dies deutet auf eine Verwischung der Ergebnisse durch den aus praktischen Gründen notwendigen Rückgriff auf die Einwohnerdichte anstelle von technisch relevanten Strukturmerkmalen und durch einen unzureichenden Detaillierungsgrad der auf die Gemeindeebene beschränkten örtlichen Auflösung hin.

6.5.2 Akzeptanzschwellen der Unterbrechungshäufigkeit und -dauer

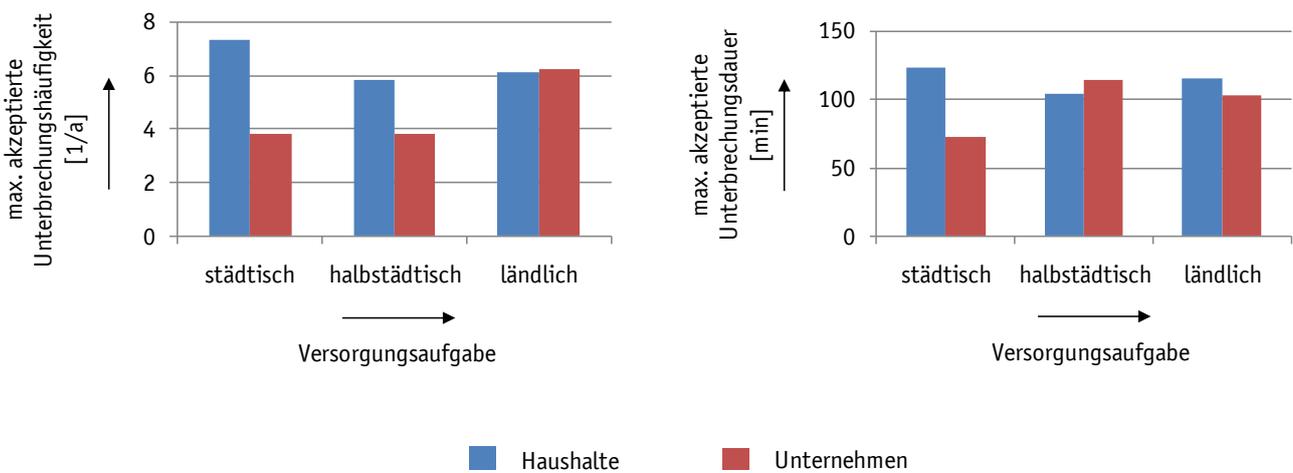


Bild 52: Einfluss der Versorgungsaufgabe auf die maximal akzeptierte Häufigkeit und Dauer von Stromausfällen

Entsprechend den Ergebnisse aus Kapitel 6.4 und aufgrund des Zusammenhangs der Versorgungsaufgabe mit der erfahrenen Versorgungszuverlässigkeit nach Kapitel 6.5.1 erscheint eine Abhängigkeit



der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit von der Versorgungsaufgabe, etwa in Form der Akzeptanzschwellen für Unterbrechungshäufigkeit und -dauer plausibel. Die Ergebnisse nach Bild 52 zeigen jedoch weder bei den Haushaltskunden noch bei den Unternehmen einen eindeutigen Zusammenhang. Zu beachten ist jedoch auch hier die aufgrund der Differenzierung nach Versorgungsaufgaben geringe Grundgesamtheit pro Auswerteklasse und daher eingeschränkte statistische Belastbarkeit der Ergebnisse.



7 Zusammenfassung

Ziel dieses Forschungsvorhabens war die Ermittlung des Wertes, den Letztverbraucher einer zuverlässigen Elektrizitätsversorgung zuweisen sowie die Abschätzung der mit dieser Bewertung verbundenen Unsicherheiten. Darauf aufbauend sollte ein Ansatz zur Bestimmung anzustrebender Zielniveaus der Versorgungszuverlässigkeit durch Internalisierung der ermittelten kundenbezogenen Zuverlässigkeitsbewertung in die Kostenkalkulation von Verteilungsnetzbetreibern untersucht und bewertet werden. Der hierzu erforderliche Kosten-Zuverlässigkeits-Zusammenhang wurde anhand zweier vielfach eingesetzter Verfahren zur Bestimmung der netzseitigen Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit bestimmt.

Die Erfassung der kundenbezogenen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit über eine deutschlandweite Umfrage ist mit erheblichen Unsicherheiten und einer sehr großen Varianz der Ergebnisse über verschiedene Erfassungsansätze und auch im Vergleich zu international durchgeführten Umfragen verbunden. Als Ursache konnte insbesondere ein fehlendes Bewertungsmodell bei den Befragten aufgrund der ungewohnten Fragestellung sowie der, auch aufgrund des sehr hohen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit, sehr geringen persönlichen Erfahrung mit Versorgungsunterbrechungen identifiziert werden. Nur etwa 50% der Befragten gaben an, in den letzten 3 Jahren von einem Stromausfall betroffen gewesen zu sein und nur für 6% der Haushalte und 17% der Unternehmen hatte der Stromausfall auch merkliche Konsequenzen. Diese sind zudem insbesondere bei Haushalten nahezu ausschließlich immaterieller Natur und daher nur schwierig monetär zu bewerten. Der in Folge der letzten erfahrenen Versorgungsunterbrechung erlittene Schaden wurde von den Haushalten im Mittel zu 50ct und von den Unternehmen zu etwa 470€ beziffert.

Vor dem Hintergrund des fehlenden Bewertungsmodells und somit häufig schnell eintretender kognitiver Überforderung bei den Befragten erklärt sich auch die starke Abhängigkeit der erzielten Ergebnisse von der Formulierung der Fragestellung sowie die, auch in anderen international durchgeführten Untersuchungen ermittelte, sehr geringe grundsätzliche Veränderungsbereitschaft hinsichtlich der gebotenen Versorgungszuverlässigkeit. Nur 37% der befragten Haushalte und 13% der Unternehmen würden ein vermindertes Zuverlässigkeitsniveau auch bei erheblichen Abschlägen auf die Stromrechnung akzeptieren. Die Zahlungsbereitschaft für eine sehr deutlich verbesserte Versorgungszuverlässigkeit fällt mit 14% der Haushalte und 8% der Unternehmen noch geringer aus und wurde von den Haushalten im Mittel mit jährlich 3€ (Unternehmen 7€) angegeben. Als zentrales Ergebnis kann daher festgestellt werden, dass die Letztverbraucher eher ein unverändertes Zuverlässigkeitsniveau wünschen.

Die Erfragung von Zahlungsbereitschaften für veränderte Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit ist neben den angeführten Unsicherheiten im Antwortverhalten zusätzlich mit erheblichen statistischen Unsicherheiten behaftet, da diese Fragen sinnvoll nur an die Letztverbraucher gestellt werden konnte, die eine grundsätzliche Veränderungsbereitschaft bekunden. Da die erfahrene Versorgungszuverlässigkeit, wie die Ergebnisse zeigen, signifikant von der Versorgungsaufgabe abhängt und zudem auch Abhängigkeit für die netzbezogenen Zuverlässigkeitskosten zu erwarten sind, können Zahlungsbereitschaften auch nur bezogen auf relative Veränderungen des individuell oder im deutschlandweiten Durchschnitt erfahrenen Zuverlässigkeitsniveaus erfolgen. Auf Basis der so ermittelten Zahlungsbereitschaften ergibt sich das anzustrebende Zielniveau der Versorgungszuverlässigkeit dort, wo die Anforderungen der Letztverbraucher durch den Netzbetreiber möglichst gut erfüllt oder am stärksten übererfüllt werden können. Die sich für die beiden, die Versorgungs-



zuverlässigkeit beschreibenden Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und -dauer ergebenden Zielniveaus bestätigen im wesentlichen das heutige Zuverlässigkeitsniveau.

Auf die Frage nach der maximal akzeptablen Anzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen gaben die befragten Haushalte mit im Mittel etwa 7 pro Jahr, die Unternehmen etwa 4 pro Jahr an. Somit liegen die angegebenen Akzeptanzschwellen um etwa eine Größenordnung über der heutigen Unterbrechungshäufigkeit von im deutschlandweiten Mittel ca. 0,4 Versorgungsunterbrechungen pro Jahr. Die Akzeptanzschwelle der Unterbrechungsdauer ist dagegen mit im Mittel 137 Minuten bei Haushalten und 105 Minuten bei Unternehmen nur um etwa den Faktor 2 bis 3 über dem heutigen statistischen Durchschnitt anzusiedeln. Für geplante Versorgungsunterbrechungen ergeben sich etwa doppelt so hohe Werte. Dies deutet auf eine, auch international zu beobachtende, signifikante Präferenz seitens der Letztverbraucher hin, bei der zukünftigen Gestaltung der Verteilungsnetze den Schwerpunkt allenfalls auf die Begrenzung der Unterbrechungsdauer zu legen, zumal 40% der Haushalte und mehr als die Hälfte der Unternehmen schon die heutige mittlere Unterbrechungsdauer als nicht akzeptabel bezeichnen.

Neben den erwähnten im fehlenden Bewertungsmodell sowie dem begrenzten Stichprobenumfang begründeten Unsicherheiten in der kundenseitigen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit ist auch ein in der erheblichen Streuung der Ergebnisse begründeter sehr großer Einfluss der Auswertungsmethodik festzuhalten. International üblich erfolgt die Beschreibung der ermittelten Verteilungen von z.B. Zahlungsbereitschaften entweder durch eine arithmetische Mittelwertbetrachtung oder den Median der Verteilung. Die Ergebnisse beider Kenngrößen weichen jedoch aufgrund der großen Varianz im Antwortverhalten der Befragten sehr deutlich voneinander ab, obwohl beide Kenngrößen als grundsätzlich zur Auswertung von Umfragen herangezogen werden.

Die angeführten Unsicherheiten, insbesondere die zentrale Problematik des fehlenden Bewertungsmodells bei den Befragten, lassen sich auch durch Anwendung indirekter Erfassungsmethodiken, wie etwa der Conjoint-Analyse nicht umgehen. Vielmehr erfordert die abstrakte und ungewohnte Thematik angemessene Sensibilisierung und weitreichende Hilfestellung während der Befragung, wie sie am ehesten bei persönlicher Befragung vor Ort gewährleistet werden kann. Der Vergleich der Ergebnisse verschiedener angewandeter Erfassungsansätze zu Schäden durch Versorgungsunterbrechungen, Zahlungsbereitschaften, Präventivmaßnahmen etc. zeigt erhebliche Unterschiede. Deshalb ist ein Umfrageansatz zwar nicht grundsätzlich auszuschließen, die Ergebnisse möglichst verschiedener Ansätze sind aber kritisch unter Berücksichtigung der konkreten Untersuchungsziele zu interpretieren.

Das Forschungsziel wurde erreicht.



8 Referenzen

- [1] Council of European Energy Regulators (CEER): Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply. 2005
- [2] Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V.: VDN-Verfügbarkeitsstatistik, Mehrere Berichtsjahre 2004-2007
- [3] Angenend, M.; Busch, H.; Fritz, W.; Haubrich, H.-J.; Jakly, G.; Krobe, H.; Linke, C.; Mener, G.; Obergünner, M.; Oberländer, G.: Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und Netzkosten großstädtischer und regionaler Stromverteilungsnetze. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 103 (2004), H. 15, S. 38-43
- [4] Fritz, W.; Linke, C.; Wolfram, P.; Quadflieg, D.: Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von Versorgungsaufgabe und Netzkonzept. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 105 (2006), Heft 8, S. 16-19
- [5] Cigré Task Force 38.06.01: Methods to Consider Customer Interruptions Costs in Power System Analysis. 2001
- [6] Bundesnetzagentur: Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG. 20. Juni 2006
- [7] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29.10.2007
- [8] Kjølle, G.: Power Supply Interruption Costs: Models and Methods Incorporating Time Dependent Matters. Dissertation NTNU Trondheim, Norwegen. 1996
- [9] Fritz, W.; Zimmer, C.: Bedeutung von Struktureinflüssen beim Netzbenchmarking. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54 (2004), H. 5, S. 320-323
- [10] Staschus, K.; Scherer, U.; Quadflieg, D.; Sauer, M.: Kriterien zur Bestimmung des Qualitätselements in der Anreizregulierung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57 (2007) H. 10, S. 20-25
- [11] Sachs, L.: Angewandte Statistik, Springer Verlag. 1999
- [12] KEMA: Wensstromen. Gewenste kwaliteit - De waardering van de kwaliteit van levering van elektrische energie door aangesloten, PREGO 1, KEMA Nederland, Arnhem. 2004
- [13] SEO: 'Gansch het raderwerk staat stil'. De kosten van stroomstoringen, Stichting voor Economisch Onderzoek, Amsterdam. 2003
- [14] SEO, Op prijs gesteld, maar ook op kwaliteit. De prijs van stroomonderbrekingen – op zoek naar fi, Stichting voor Economisch Onderzoek, Amsterdam. 2004
- [15] Lawton L., Eto J.; Sullivan, M.: A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys, http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html. 2003
- [16] Accent.: Consumer Expectations of DNOs and WTP for Improvements in Service, London. 2004
- [17] Peperman G.: Are Flemish Households Willing To Pay To Avoid Power Outages?, K.U. Leuven Energy Institute, Präsentation

- [18] Silvast A., Lehtonen, M., Kivikko K., Mäkinen A., Järventausta P.: Outage costs in electrical distribution networks – a finnish study, Helsinki University of Technology, Tampere University of Technology
- [19] Lamedica R.: A survey on power quality cost in industrial customers, IEEE. 2001
- [20] Kjølle, G., Singh B., Trengereid F.: Customer's interruption costs – What's the problem?, CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona. 2003
- [21] De Nooij, M.: The value of supply security, Energy Economics, S. 277-295. 2007
- [22] Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V.: Daten und Fakten, Stromnetze in Deutschland. 2006
- [23] Verordnung zum Erlass und Änderung der Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil 1 Nr. 55. 2007
- [24] Baarsma, B: Monetary Valuation of enviromental goods: Alternatives to contingent valuation, PhD thesis, University of Amsterdam
- [25] Baarsma, B: Vergelijking afwegings- en waarderingsmethoden, SEO rapport 651, Amsterdam
- [26] Porst, M: Question Wording - Zur Formulierung von Fragebogen-Fragen, HowToReihe Nr. 2, 2000
- [27] Fischer, J: Individualisierte Präferenzanalyse, Band 40, Gabler. 2001
- [28] Elektrizitätswerk der Stadt Zürich: Geschäftsberichte. 1996-2005
- [29] Reichl, J., Kollmann, A., Schneider, F., Tichler, R.: Umsorgte Versorgungssicherheit. Eine empirische Analyse für den Strommarkt in (Ober-) Österreich, Band 15, Schriftenreihe des Energieinstitutes an der Johannes Kepler Universität Linz, 2007
- [30] Sullivan, M., Suddeth, B., Vardell, T., Vojdani, A.: Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2. 1996
- [31] Karikuri, K. K.: Assessment of customer outage costs due to electric service interruptions, PhD thesis, UMIST. 1995
- [32] Carlsson, F., Martinsson, P.: Willingness to Pay among Swedish Households to Avoid Power Outages – A Random Parameter Tobit Model Approach, Gothenburg University, Department of Economics, Working Papers for Economics, Nr. 154. 2004
- [33] Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.): Merkmale der Spannungsqualität in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Beuth Verlag GmbH, Offenbach, 2003
- [34] Ralphs, T.; Kopman, L.; Pulleyblank, W. R.; Trotter Jr., L. E.: On the Capacitated Vehicle Routing Problem. Mathematical Programming, S. 343-359, 2003
- [35] Haubrich. H.-J.; Löppen, S.; Maurer Ch.; Sengbusch, K. von: Zur Ableitung der Kosten von Mittelspannungsnetzen aus Strukturmerkmalen. Energietechnische Tagesfragen, Bd. 54, Heft 7, S. 439-441, 2004
- [36] Maurer, Ch.: Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze. Dissertation RWTH Aachen, Bd. 101, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2004
- [37] Tao, X.: Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen. Dissertation RWTH Aachen, Bd. 112, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2007
- [38] VWEW: Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 2.Ausgabe, 1998



- [39] Schlabbach, J.: Einsatz der Sternpunktbehandlung in Deutschland. *Elektrizitätswirtschaft*, Jg. 101 (2002), Heft 4, S. 66-69
- [40] Hosemann, G. (Hrsg.): *Elektrische Energietechnik, Band 3 (Netze)*, Springer-Verlag, Berlin, 2001
- [41] Rolauffs, S.: *Aufwand- und Nutzen-Bewertung einer rechnergeführten Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen*. Dissertation RWTH Aachen, Bd. 94, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2003
- [42] Cheng, S.; Vennegeerts, H.; von Sengbusch, K.: *Rechnergestützte probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse – Weiterentwicklung von Ramses*. *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*, Bd. 92, Klinkenberg-Verlag, Aachen, 2003
- [43] *Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (Hrsg.): Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen*. AiF-Forschungsvorhaben Nr. 14446N, Aachen, 2008





9 Anhang

9.1 Begrifflichkeiten und Abkürzungsverzeichnis

Stichprobe

Stichproben sind Teile einer Grundgesamtheit, die durch einen Auswahlprozess mit Zufallsprinzip aus dieser entnommen und stellvertretend, repräsentativ für die Grundgesamtheit sind. Die Stichprobe gibt [...] Aufschluss über die Häufigkeit und Zusammensetzung der interessierenden Merkmale der zu beurteilenden Grundgesamtheit, die man aus finanziellen, zeitlichen oder prinzipiellen Gründen nicht als Ganzes untersuchen kann [11].

Grundgesamtheit (GG)

Die Grundgesamtheit bezeichnet die Menge aller potentiellen Untersuchungsobjekte für eine bestimmte Fragestellung.

Repräsentativität

Eine Erhebung gilt als repräsentativ, wenn sie hinreichend belastbare Aussagen über eine Grundgesamtheit zulässt.

Für deutschlandweite Bevölkerungsumfragen werden in der Regel Samples von 1000 Befragten als Mindestgröße angesehen.

Versorgungszuverlässigkeit

Versorgungszuverlässigkeit in elektrischen Verteilungsnetzen umfasst die zuverlässige Versorgung der angeschlossenen Letztverbraucher mit elektrischer Energie. Basiskenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit sind die Häufigkeit und durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen (VU) an einem Netzanschluss, weitere Kenngrößen wie die Nichtverfügbarkeit als deren Produkt werden aus den Basiskenngrößen abgeleitet. Angelehnt an die DISQUAL-Kenngrößen der internationalen UNIPEDE-Expertengruppe beziehen sich die Aussagen zur Versorgungszuverlässigkeit in dieser Studie auf Letztverbraucher in der Niederspannungsebene und umfassen daher das Störungsgeschehen aus allen Spannungsebenen der öffentlichen Energieversorgung. In Erweiterung der DISQUAL-Kenngrößen werden in der Untersuchung jedoch auch VU einer Dauer von weniger als 3 Minuten erfasst, da diese von den betrachteten Letztverbrauchern als praktisch gleichwertig wahrgenommen werden.

Netzbezogene Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit

Die unter definierten Planungs- und Betriebsgrundsätzen minimalen Kosten (Grenzkosten) eines Energieversorgungsnetzes bei Vorgabe eines Mindestniveaus der Versorgungszuverlässigkeit.

Median

Median (oder Zentralwert) bezeichnet eine Grenze zwischen zwei Hälften. In der Statistik halbiert der Median eine Stichprobe. Gegenüber dem arithmetischen Mittel, auch Durchschnitt genannt, hat der Median den Vorteil, robuster gegenüber Ausreißern (extrem abweichenden Werten) zu sein. Ein Wert m ist Median einer Stichprobe, wenn höchstens die Hälfte der Beobachtungen in der Stichprobe



einen Wert kleiner m und höchstens die Hälfte einen Wert größer m hat. Der Median stellt als Lageparameter neben dem Mittelwert ein Maß zur Beschreibung der Elemente der Grundgesamtheit in Bezug auf die Messskala dar.

Arithmetischer Mittelwert

Gegenüber dem Median gehen bei der Bildung des arithmetischen Mittelwertes Ausreißer in der Stichprobe mit gleichem Gewicht wie die anderen Werte in das Ergebnis ein. Dennoch ist er neben dem Median eine geeignete Schätzung für den Erwartungswert der Verteilung, aus dem die Stichprobe stammt. Zur Verbesserung der Abschätzung können Ausreißer bei der Mittelwertbildung auch unberücksichtigt bleiben. Der arithmetische Mittelwert m bestimmt sich aus der Summe aller Werte der Verteilung X_i normalisiert auf die Anzahl der Werte n :

$$m: = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i.$$

Grundsatzplanung

Die Grundsatzplanung umfasst die Ermittlung kostenminimaler, sämtliche Randbedingungen und Freiheitsgrade berücksichtigende und grundsätzlich realisierbarer Zielnetze. Bei dieser „Planung auf der grünen Wiese“ bleiben bereits bestehende Netzanlagen sowie das Betriebsmittelalter unberücksichtigt.

Netzkosten

Die Netzkosten umfassen im Rahmen dieses Forschungsprojektes die Errichtungskosten der Netzanlagen sowie Instandhaltungs- und Netzverlustkosten. Weitgehend feste Kosten, z. B. für Steuern, Verwaltung u.a., werden nicht berücksichtigt, da kein direkter Zusammenhang mit der Versorgungszuverlässigkeit besteht.

Netzkunde

Netzkunden verfügen im Allgemeinen über einen Netzanschluss in einer den individuellen Anforderungen genügenden Spannungsebene, über den sie elektrische Energie aus den Verteilungsnetzen beziehen oder in diese zurückspeisen.

Netzstation (NST)

Netzstationen umfassen zum einen Ortsnetzstationen (ONS), die über MS/NS-Transformatoren die Netze der Niederspannungsebene (NS) und somit die dort angeschlossenen NS-Kunden versorgen, und zum anderen Mittelspannungskundenstationen (MSK), die z. B. für Netzkunden mit höheren Leistungsanforderungen einen direkten Mittelspannungsnetzanschluss ermöglichen.

Planungsvorgaben (PV)

Zur Durchführung einer Netzplanung müssen sämtliche Randbedingungen und Freiheitsgrade definiert sein. Diese Planungsvorgaben umfassen die mithilfe von Strukturmerkmalen zu charakterisierenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe, die von jedem Zielnetz zu erfüllenden technischen Restrik-





tionen, unternehmensspezifische Planungsvorgaben, die sich an der individuellen Strategie eines Netzbetreibers orientieren sowie Freiheitsgrade, die im Rahmen der Netzplanung eine optimale Parametrierung erhalten.

Strukturmerkmale

Strukturmerkmale sind Eigenschaften einer Versorgungsaufgabe und dienen zur Beschreibung des Versorgungsgebietes sowie der dort zu versorgenden Netzkunden. Durch den Vergleich von Strukturmerkmalen können die Unterschiede verschiedener Versorgungsaufgaben quantifiziert werden. Strukturmerkmale haben unterschiedliche Auswirkungen auf die zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe notwendigen Netze und somit auf Versorgungszuverlässigkeit und Netzkosten.

Versorgungsaufgabe (VA)

Die Versorgungsaufgabe beschreibt das zu versorgende Netzgebiet, z. B. hinsichtlich Größe, Form, Bodenbeschaffenheit oder topographischer Besonderheiten sowie die in diesem Gebiet angesiedelten Netzkunden, z. B. hinsichtlich Lage sowie Last- und Einspeiseverhalten. Eine quantitative Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt durch die konkrete Parametrierung von Strukturmerkmalen. In diesem Forschungsprojekt werden sowohl aus realen Netzgebieten abgeleitete Versorgungsaufgaben als auch synthetisch generierte Versorgungsaufgaben betrachtet.

Zielnetzplanung

Die Zielnetzplanung ermittelt im Sinne einer Grundsatzplanung für eine individuelle Versorgungsaufgabe, unter Berücksichtigung vordefinierter Randbedingungen sowie unter Ausnutzung der verbleibenden Freiheitsgrade kostenminimale, technisch zulässige und grundsätzlich realisierbare Netze, sogenannte Zielnetze. Die zu berücksichtigenden Randbedingungen und Freiheitsgrade werden als Planungsvorgaben für jede Zielnetzplanung individuell definiert.

Ausreißerbehandlung

Ausreißer definieren sich als extreme Abweichungen, wobei ein Ausreißer einen Messwert darstellt, der auf den ersten Blick nicht in eine erwartete Meßreihe passt. Gerade bei einer kleinen Stichprobe ist deshalb entweder eine einzelfallabhängige Ausreißerbetrachtung notwendig (Man stellt sich bei jeder Verteilung die Frage, ob es sich um einen erwarteten Wert handelt?) oder die durchgängige Anwendung des Medians (Annahme: Alle auffälligen Werte sind nicht erwartet = Ausreißerelimination). Es gibt jedoch kein eindeutiges Kriterium für die Entscheidung für oder gegen den Mittelwert bzw. Median, d.h., ob in einem Fall der Mittelwert oder der Median verwendet werden sollte. Vor dem Hintergrund der Fallzahlen muss entschieden werden, ob die Ausreißer erwartete Meßwerte sind oder nicht. Der Forschungscharakter der Studie zeigt jedoch, dass genau diese Vergleichswerte noch nicht vorliegen.

Bei Kundenumfragen tritt das Problem der Ausreißer nur selten auf, da es sich in der Regel um Vollerhebungen handelt. Alle Kunden bilden die Datenbasis der Umfrage. Ausreißer gibt es demnach folglich nicht. Es wird z.B. in einer Kundenbasis sowohl Kunden mit extrem hohen Umsätzen als auch sehr geringem Umsatz geben. Dabei würde man bei der Mittelwertbildung jedoch niemals den Kunden mit dem hohen Einkommen aus der Verteilung nehmen. In ganz seltenen Fällen werden die Ausreißer aus der Mittelwertbildung ausgeschlossen, wenn z.B. die Zielgruppe ganz klar definiert ist.





9.2 Fragebogen Haushalte Version I



Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.

Ermittlung des kundenbezogenen Werts der Versorgungszuverlässigkeit

- HAUSHALTE -

Einleitungstext

Guten Tag,

mein Name ist ... vom team steffenhagen, einer Ausgründung des Lehrstuhls für Unternehmenspolitik und Marketing der Technischen Universität Aachen im Bereich der Marktforschung.

Wir führen im Auftrag der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft und der Universität Aachen eine Studie zum Thema Stromausfälle in privaten Haushalten durch. Es geht im Kern um Stromausfälle und nicht um die aktuelle Entwicklung von Strompreisen.

Das dafür vorgesehene Interview...

- ... dauert ca. 15 Minuten,
- ... ist freiwillig,
- ... wird selbstverständlich anonym ausgewertet, d.h. ohne Bezug zu Ihrer Person

Wenn es Ihnen jetzt passt, würde ich das Interview gerne direkt mit Ihnen durchführen, dann sind wir auch schnell durch.

Wir können aber auch gerne einen anderen Termin vereinbaren. Wir würden uns sehr freuen, wenn Sie uns unterstützen und an der Studie teilnehmen.

Intervieweranweisung: Bitte das Geschlecht des Befragten angeben!

- weiblich
- männlich
- weiß nicht



- Keine Klimaanlage
- Haushaltsarbeiten konnten nicht verrichtet werden
- War nicht erreichbar (Telefon, Fax)
- TV / Unterhaltungsmedien waren ausgefallen
- Computer war ausgefallen
- Fehlalarm bei Alarmanlage
- Aufzug war ausgefallen
- Sauna / Whirlpool waren nicht benutzbar
- Geräte für Aquarium / Terrarium waren ausgefallen
- Kühlschrank / Gefriertruhe aufgetaut
- Lebensmittel im Kühlschrank / Gefrierfach verdorben
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Keine Probleme

Filter: Wenn weniger als 2 schwerwiegende Konsequenzen genannt, weiter mit Frage A.7.

A.6.1 Welche dieser Konsequenzen war für sie am schwerwiegendsten?

Intervieweranweisung: Angekreuzte Konsequenzen aus Frage A.6 werden eingeblendet! Einfachauswahl

-

A.7 Ist Ihnen durch den Stromausfall ein finanzieller Schaden entstanden?

- Ja, wie hoch in etwa? _____
- nein

A.8 Wie stark haben Sie sich durch den letzten Stromausfall insgesamt gestört gefühlt?

Skala erklären!

sehr gestört						überhaupt nicht gestört	weiß nicht
1	2	3	4	5	6		<input type="radio"/>



B. Akzeptanzschwellen hinsichtlich Dauer und Häufigkeit von Stromausfällen

Einleitung: Bei einem Stromausfall können Ihnen durch den Ausfall elektrischer Geräte Unannehmlichkeiten und ggf. reale Kosten entstehen:

- Bspw. geht das Licht aus
- Wecker und Uhren müssen evtl. neu gestellt werden
- Anrufbeantworter neu besprochen werden
- Unterhaltungsgeräte wie Fernsehen, Radio und Computer können nicht genutzt werden
- Ab einer bestimmten Zeitspanne können Lebensmittel in Kühlschränken oder Tiefkühltruhen verderben
- Heizung funktioniert nicht / fällt aus.

Stellen Sie sich bitte vor es tritt ein nicht angekündigter Stromausfall ein:

B.1.1 Welche Dauer sehen Sie bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall persönlich als gerade noch akzeptabel an?

_____ Stunden _____ Minuten Weiß nicht >> weiter mit B.2.1

B.1.2 Wie hoch wäre für Sie bzw. Ihren Haushalt der entstandene Schaden inklusive aller Unannehmlichkeiten, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.1.1. nennen.

_____ Euro Weiß nicht

Stellen Sie sich bitte vor, dass ein angekündigter Stromausfall eintritt:

B.2.1 Wie lange dürfte ein angekündigter Stromausfall maximal dauern, damit es für Sie gerade noch akzeptabel ist?

Intervieweranweisung: Der Stromausfall wird ca. eine Woche vorher angekündigt.

_____ Stunden _____ Minuten Weiß nicht >> weiter mit B.3

B.2.2 Wie hoch wäre für Sie bzw. Ihren Haushalt der entstandene Schaden inklusive aller Unannehmlichkeiten, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.2.1. nennen.

_____ Euro Weiß nicht

Wenn Sie nun an die Häufigkeit von kurzen nicht angekündigten Stromausfällen denken:

B.3 Wie viele Stromausfälle sehen Sie als gerade noch akzeptabel an? Gehen Sie dabei davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle maximal 5 Minuten dauert.

Intervieweranweisung: Es erfolgt keine Preisänderung.

_____ Stromausfälle (Zahl) in _____ Jahr(en) (Zeitraum benennen!)
Weiß nicht



C. Demographische / Statistische Angaben (Teil 1)

Einleitung: Für die weiteren Fragen dieses Fragebogens benötigen wir nun einige Angaben von Ihnen. Selbstverständlich werden auch diese streng vertraulich behandelt.

C.1 Wie hoch ist in etwa die Stromrechnung in Ihrem Haushalt?

_____ Euro / Monat / _____ Euro / Jahr

- weiß nicht

Filter: Wenn Frage C.1 beantwortet, dann weiter zu Frage C.2

C.1.1 Wie hoch ist der Verbrauch p.a. oder p.M.?

_____ Verbrauch kW p.a. / _____ Verbrauch kW p.M.

- weiß nicht

C.2 Wohnen Sie in einer Wohnung oder in einem Einfamilienhaus?

- EFH >> weiter mit C.2.1
 Wohnung >> weiter mit C.2.2

C.2.1 Wie viele Quadratmeter hat Ihr Einfamilienhaus?

- EFH: _____qm
 Keine Angabe

C.2.2 Wie viele Quadratmeter hat Ihre Wohnung?

- Wohnung: _____qm
 Keine Angabe

C.3 Wie viele Personen leben dauerhaft in Ihrem Haushalt?

_____ Personen

C.4 Haben Sie eine elektrische Warmwasseraufbereitung?

- Ja Nein weiß nicht



Zahlungsbereitschaft bei erhöhtem bzw. reduziertem Versorgungsniveau

D.1 Stellen Sie sich vor, dass Ihr Stromversorger die Versorgungsqualität sehr deutlich erhöht. D.h.: Die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls ist sehr gering. Und wenn der Strom tatsächlich einmal ausfallen sollte, wäre die Dauer nur sehr kurz.
Wären Sie bereit, hierfür einen Mehrpreis zu Ihrer aktuellen Stromrechnung zu bezahlen?

Ja

Nein

D.1.1 Wie viel Euro würden Sie hierfür maximal pro Jahr mehr bezahlen?

Wenn C.1 beantwortet, dann: Gehen Sie dabei von Ihrer eben genannten jährlichen Stromrechnung in Höhe von ____, -€ aus.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Gehen Sie dabei davon aus, dass Ihre jährliche Stromrechnung aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart in etwa ____, -€ beträgt.

_____ Euro

Weiß nicht

D.1.2 Auch nicht, wenn Stromausfälle dadurch mit hoher Wahrscheinlichkeit komplett vermieden werden könnten?

Ja

Nein

D.2 Würden Sie ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür der Strompreis sinkt?

Ja

Nein

D.2.2 Auch nicht, wenn Ihre Stromrechnung dann sehr deutlich sinken würde?

Intervieweranweisung bei Nachfrage: „deutlich sinken“ heißt um ca. 15% der Stromrechnung

Ja

Nein

**Weiter zu
Fragenblock E!**

D.3 Bei verringertem Versorgungsniveau: Wie häufig dürfte aus Ihrer Sicht dann maximal der Strom pro Jahr ausfallen? Gehen Sie davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle 5 Minuten dauert.

_____ (Zahl)

Weiß nicht

D.4 Sie haben eben gesagt, dass Sie ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren würden. Wie lange dürfte der Strom denn unabhängig von der Häufigkeit längstens ausfallen?

Max. _____ Minuten

Weiß nicht



D. Bewertung konkreter Szenarien

Einleitung: Bitte denken Sie im Folgenden wieder an die eben angesprochenen Konsequenzen von Stromausfällen. Z.B. der vorübergehende Ausfall technischer Geräte insbesondere auch Kühlschränke und Tiefkühltruhen. Ich lese Ihnen im Folgenden einige Szenarien/ Situationen über Stromausfälle vor und bitte Sie diese zu bewerten, indem Sie mir sagen, ob Sie bereit wären, für die jeweiligen Versorgungsniveaus mehr oder weniger zu bezahlen. Dabei handelt es sich immer um nicht angekündigte Stromausfälle. Zu Ihrer Information: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Bitte gehen Sie in Ihren Bewertungen von Ihrer eben angegebenen jährlichen Stromrechnung in Höhe von __,-€ aus.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Häufigkeit von Stromausfällen:

Szenario 1: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es treten zwei Stromausfälle pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 6 Mal häufiger ausfallen als heute.

E.1 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein

Weiter zu Frage E.2!

E.1.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

_____ Euro **Weiter zum nächsten Szenario!**

E.2 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?



- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken?
Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.1 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.2 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.3 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

_____ Euro

Szenario 2: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 3 Mal häufiger ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 3 Jahre ein. Dies entspricht dem heutigen Versorgungsniveau in Deutschland.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 4: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 6 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland halb so oft ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 5: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:



Es tritt ein Stromausfall alle 12 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 4 Mal seltener ausfallen als heute

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Filter: Wenn mind. 1 Stromausfall in den letzten 3 Jahren ($A.2 > 0$):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: individuell erfahrene Häufigkeit von Stromausfällen):

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ___ Stromausfälle hatten und Ihre jährliche Stromrechnung __,-€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ___ Stromausfälle hatten. Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)

Interviewerhinweis: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden gedauert hätte.

E.4 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein

Weiter zu Frage E.5!

E.4.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung $\times 0,03$) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung $\times 0,06$) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung $\times 0,09$) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.4 Um wie viel Euro dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

_____ Euro

Weiter zum nächsten Szenario!

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?



- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken?
Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.2 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.3 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.4 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

_____ Euro

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Szenario 4: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Szenario 5: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Filter: Wenn kein Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 = 0):



Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: bundesweiter Durchschnitt, d.h. alle 3 Jahre ein Stromausfall):

Sie haben gesagt, dass Sie noch nie einen Stromausfall hatten. Statistisch gesehen fällt der Strom jedoch in Deutschland alle drei Jahre für durchschnittlich eine Stunde aus. Gehen Sie bitte im Folgenden von diesem Durchschnitt aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihre jährliche Stromrechnung ____, -€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa ____, -€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden dauert, d.h. etwa 4 Mal länger als der heutige Durchschnitt.

E.7 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein

Weiter zu Frage E.8!

E.7.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um ____, -€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.7.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um ____, -€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.7.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um ____, -€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.7.4 Um wie viel Euro dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

_____ Euro

Weiter zum nächsten Szenario!



E.8 Halten Sie bei diesem Szenario die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.9.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken? Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.9.2 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.9.3 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein

Weiter zum nächsten Szenario!

E.9.4 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

_____ Euro

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte, d.h. etwa 2 Mal länger als der heutige Durchschnitt.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte. Dies entspricht dem heutigen Durchschnitt.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

Szenario 4: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte, d.h. etwa halb so lang wie der heutige Durchschnitt.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).



Szenario 5: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte, d.h. 4 Mal kürzer als der heutige Durchschnitt.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen (adaptiv).

E. Statements

Nun noch ein paar allgemeine Fragen zur Versorgungsqualität. Bitte sagen Sie mir inwieweit Sie den folgenden Statements zustimmen, indem Sie mir eine Zahl zwischen 1 (trifft voll und ganz zu) und 6 (trifft überhaupt nicht zu) nennen.

F.1 Den aktuellen Strompreis halte ich für angemessen.

trifft voll und ganz zu							trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6			<input type="radio"/>	

F.2 Mein Stromversorger sollte mehr in die Versorgungsqualität – d.h. weniger Stromausfälle und kürzere Dauer – investieren.

trifft voll und ganz zu							trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6			<input type="radio"/>	

F.3 Inwieweit stimmen Sie der folgenden Aussage zu: „Heutzutage fällt der Strom alle drei Jahre für eine Stunde aus. Dieses Versorgungsniveau halte ich für angemessen.“

trifft voll und ganz zu							trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6			<input type="radio"/>	

F.4 Es ist mir sehr wichtig, dass Deutschland im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Versorgungsqualität bietet.

trifft voll und ganz zu							trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6			<input type="radio"/>	



F. Gerätebestand / Präventivmaßnahmen

G.1 Haben Sie Maßnahmen getroffen, um Stromausfällen vorzubeugen?

- Ja
 Nein

Weiter zu Frage G.2!

G.1.1 Um welche Maßnahmen handelt es sich?

G.1.2 Wie teuer waren diese Maßnahmen insgesamt in etwa?

_____ Euro weiß nicht

G.2 Welche der folgenden elektrischen Geräte befinden sich in Ihrem Haushalt? Wie viele sind jeweils regelmäßig in Betrieb?

- Kühlschrank (ohne Gefrierfach) _____(Anzahl)
 Kühlschrank (mit Gefrierfach) _____(Anzahl)
 Gefriertruhe _____(Anzahl)
 Keine Angabe

Filter: Wenn keine Angabe bei Frage G.2 angekreuzt, dann weiter zu Frage H.1

G.3 Wie hoch ist ungefähr der durchschnittliche Wert der Lebensmittel, die sich normalerweise in Ihrem Kühlschrank und / oder Gefriertruhe befinden? Können Sie eine grobe Schätzung abgeben?

_____ Euro weiß nicht



G. Demographische / Allgemeine Angaben (Teil 2)

Und zu guter Letzt:

H.1 Wie lautet die Postleitzahl Ihres Wohnorts?

--	--	--	--	--



9.3 Fragebogen Haushalte Version II



Ermittlung des kundenbezogenen Werts der Versorgungszuverlässigkeit

- HAUSHALTE -
- VERSION II -

Einleitungstext

Guten Tag,

mein Name ist ... vom team steffenhagen, einer Ausgründung des Lehrstuhls für Unternehmenspolitik und Marketing der Technischen Universität Aachen im Bereich der Marktforschung.

Wir führen im Auftrag der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft und der Universität Aachen eine Studie zum Thema Stromausfälle in privaten Haushalten durch. Es geht im Kern um Stromausfälle und nicht um die aktuelle Entwicklung von Strompreisen.

Das dafür vorgesehene Interview...

- ... dauert ca. 15 Minuten,
- ... ist freiwillig,
- ... wird selbstverständlich anonym ausgewertet, d.h. ohne Bezug zu Ihrer Person

Wenn es Ihnen jetzt passt, würde ich das Interview gerne direkt mit Ihnen durchführen, dann sind wir auch schnell durch.

Wir können aber auch gerne einen anderen Termin vereinbaren. Wir würden uns sehr freuen, wenn Sie uns unterstützen und an der Studie teilnehmen.

Intervieweranweisung: Bitte das Geschlecht des Befragten angeben!

- weiblich
- männlich
- weiß nicht



- Kein Licht
- Keine Klimaanlage
- Haushaltsarbeiten konnten nicht verrichtet werden
- War nicht erreichbar (Telefon, Fax)
- TV / Unterhaltungsmedien waren ausgefallen
- Computer war ausgefallen
- Fehlalarm bei Alarmanlage
- Aufzug war ausgefallen
- Sauna / Whirlpool waren nicht benutzbar
- Geräte für Aquarium / Terrarium waren ausgefallen
- Kühlschrank / Gefriertruhe aufgetaut
- Lebensmittel im Kühlschrank / Gefrierfach verdorben
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Keine Probleme

Filter: Wenn weniger als 2 schwerwiegende Konsequenzen genannt, weiter mit Frage A.7.

A.6.1 Welche dieser Konsequenzen war für sie am schwerwiegendsten?

Intervieweranweisung: Angekreuzte Konsequenzen aus Frage A.6 werden eingeblendet! Einfachauswahl

-

A.7 Ist Ihnen durch den Stromausfall ein finanzieller Schaden entstanden?

- Ja, wie hoch in etwa? _____
- Nein
- Keine Angabe

A.8 Wie stark haben Sie sich durch den letzten Stromausfall insgesamt gestört gefühlt?

Skala erklären!

sehr gestört						überhaupt nicht gestört	weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>	



B. Akzeptanzschwellen hinsichtlich Dauer und Häufigkeit von Stromausfällen

Einleitung: Bei einem Stromausfall können Ihnen durch den Ausfall elektrischer Geräte Unannehmlichkeiten und ggf. reale Kosten entstehen:

- Bspw. geht das Licht aus
- Wecker und Uhren müssen evtl. neu gestellt werden
- Anrufbeantworter neu besprochen werden
- Unterhaltungsgeräte wie Fernsehen, Radio und Computer können nicht genutzt werden
- Ab einer bestimmten Zeitspanne können Lebensmittel in Kühlschränken oder Tiefkühltruhen verderben
- Heizung funktioniert nicht / fällt aus.

Stellen Sie sich bitte vor es tritt ein nicht angekündigter Stromausfall ein:

B.1.1 Welche Dauer sehen Sie bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall persönlich als gerade noch akzeptabel an?

_____ Stunden _____ Minuten Weiß nicht >> weiter mit B.2.1

B.1.2 Wie hoch wäre für Sie bzw. Ihren Haushalt der entstandene Schaden inklusive aller Unannehmlichkeiten, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.1.1. nennen.

_____ Euro Weiß nicht

Stellen Sie sich bitte vor, dass ein angekündigter Stromausfall eintritt:

B.2.1 Wie lange dürfte ein angekündigter Stromausfall maximal dauern, damit es für Sie gerade noch akzeptabel ist?

Intervieweranweisung: Der Stromausfall wird ca. eine Woche vorher angekündigt.

_____ Stunden _____ Minuten Weiß nicht >> weiter mit B.3

B.2.2 Wie hoch wäre für Sie bzw. Ihren Haushalt der entstandene Schaden inklusive aller Unannehmlichkeiten, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.2.1. nennen.

_____ Euro Weiß nicht

Wenn Sie nun an die Häufigkeit von kurzen nicht angekündigten Stromausfällen denken:

B.3 Wie viele Stromausfälle sehen Sie als gerade noch akzeptabel an? Gehen Sie dabei davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle maximal 5 Minuten dauert.

Intervieweranweisung: Es erfolgt keine Preisänderung.

_____ Stromausfälle (Zahl) in _____ Jahr(en) (Zeitraum benennen!)
Weiß nicht



C. Demographische / Statistische Angaben (Teil 1)

Einleitung: Für die weiteren Fragen dieses Fragebogens benötigen wir nun einige Angaben von Ihnen. Selbstverständlich werden auch diese streng vertraulich behandelt.

C.1 Wie hoch ist in etwa die Stromrechnung in Ihrem Haushalt?

_____ Euro / Monat / _____ Euro / Jahr

- weiß nicht

Filter: Wenn Frage C.1 beantwortet, dann weiter zu Frage C.2

C.1.1 Wie hoch ist der Verbrauch p.a. oder p.M.?

_____ Verbrauch kW p.a. / _____ Verbrauch kW p.M.

- weiß nicht

C.2 Wohnen Sie in einer Wohnung oder in einem Einfamilienhaus?

- EFH >> weiter mit C.2.1
 Wohnung >> weiter mit C.2.2

C.2.1 Wie viele Quadratmeter hat Ihr Einfamilienhaus?

- EFH: _____ qm
 Keine Angabe

C.2.2 Wie viele Quadratmeter hat Ihre Wohnung?

- Wohnung: _____ qm
 Keine Angabe

C.3 Wie viele Personen leben dauerhaft in Ihrem Haushalt?

_____ Personen

C.4 Haben Sie eine elektrische Warmwasseraufbereitung?

- Ja Nein weiß nicht



D. Zahlungsbereitschaft bei erhöhtem bzw. reduziertem Versorgungsniveau

D.1 Stellen Sie sich vor, dass Ihr Stromversorger die Versorgungsqualität sehr deutlich erhöht. D.h.: Die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls ist sehr gering. Und wenn der Strom tatsächlich einmal ausfallen sollte, wäre die Dauer nur sehr kurz.
Wären Sie bereit, hierfür einen Mehrpreis zu Ihrer aktuellen Stromrechnung zu bezahlen?

Ja Nein weiß nicht

D.1.1 Wie viel Euro würden Sie hierfür maximal pro Jahr mehr bezahlen?

Wenn C.1 beantwortet, dann: Gehen Sie dabei von Ihrer eben genannten jährlichen Stromrechnung in Höhe von _____,-€ aus.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Gehen Sie dabei davon aus, dass Ihre jährliche Stromrechnung aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart in etwa _____,-€ beträgt.

_____ Euro Weiß nicht

D.1.2 Auch nicht, wenn Stromausfälle dadurch mit hoher Wahrscheinlichkeit komplett vermieden werden könnten?

Ja Nein

D.2 Würden Sie ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür der Strompreis sinkt?

Ja Nein weiß nicht

**Weiter zu
Fragenblock F!**

D.2.2 Auch nicht, wenn Ihre Stromrechnung dann sehr deutlich sinken würde?

Intervieweranweisung bei Nachfrage: „deutlich sinken“ heißt um ca. 15% der Stromrechnung

Ja Nein

**Weiter zu
Fragenblock F!**

D.3 Bei verringertem Versorgungsniveau: Wie häufig dürfte aus Ihrer Sicht dann maximal der Strom pro Jahr ausfallen? Gehen Sie davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle 5 Minuten dauert.

_____ (Zahl) Weiß nicht

D.4 Sie haben eben gesagt, dass Sie ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren würden. Wie lange dürfte der Strom denn unabhängig von der Häufigkeit längstens ausfallen?

Max. _____ Minuten Weiß nicht



F. Statements

Nun kommen wir zu ein paar allgemeinen Fragen zur Versorgungsqualität. Bitte sagen Sie mir inwieweit Sie den folgenden Statements zustimmen, indem Sie mir eine Zahl zwischen 1 (trifft voll und ganz zu) und 6 (trifft überhaupt nicht zu) nennen.

F.1 Den aktuellen Strompreis halte ich für angemessen.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.2 Mein Stromversorger sollte mehr in die Versorgungsqualität – d.h. weniger Stromausfälle und kürzere Dauer – investieren.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.3 Heutzutage fällt der Strom statistisch gesehen alle drei Jahre für eine Stunde aus. Inwieweit stimmen Sie der folgenden Aussage zu: „Das heutige Versorgungsniveau halte ich für angemessen.“

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.4 Es ist mir sehr wichtig, dass Deutschland im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Versorgungsqualität bietet.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		



G. Gerätebestand / Präventivmaßnahmen

G.1 Haben Sie Maßnahmen getroffen, um Stromausfällen vorzubeugen?

- Ja Nein

Weiter zu Frage G.2!

G.1.1 Um welche Maßnahmen handelt es sich?

G.1.2 Wie teuer waren diese Maßnahmen insgesamt in etwa?

_____ Euro weiß nicht

G.2 Welche der folgenden elektrischen Geräte befinden sich in Ihrem Haushalt? Wie viele sind jeweils regelmäßig in Betrieb?

- Kühlschrank (ohne Gefrierfach) _____(Anzahl)
- Kühlschrank (mit Gefrierfach) _____(Anzahl)
- Gefriertruhe _____(Anzahl)
- Keine Angabe

Filter: Wenn keine Angabe bei Frage G.2 angekreuzt, dann weiter zu Frage H.1

G.3 Wie hoch ist ungefähr der durchschnittliche Wert der Lebensmittel, die sich normalerweise in Ihrem Kühlschrank und / oder Gefriertruhe befinden? Können Sie eine grobe Schätzung abgeben?

_____ Euro weiß nicht



H. Demographische / Allgemeine Angaben (Teil 2)

Und zu guter Letzt:

H.1 Wie lautet die Postleitzahl Ihres Wohnorts?

--	--	--	--	--



E. Bewertung konkreter Szenarien

Wenn Frage D.1 oder Frage D.1.1 mit „ja“ und Frage D.2 oder D.2.2 ebenfalls mit „ja“ beantwortet, bekommt der Befragte den ursprünglich programmierten Loop zu den Szenarien (sowohl bessere als auch schlechtere Szenarien).

In allen anderen Fällen gelten folgende Filterführungen mit ausgewählten Szenarien:

a. Häufigkeit von Stromausfällen (Szenarien Häufigkeit): Schlechtere Szenarien

Filter: Wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Einleitung: Bitte denken Sie im Folgenden wieder an die eben angesprochenen Konsequenzen von Stromausfällen. Z.B. der vorübergehende Ausfall technischer Geräte insbesondere auch Kühlschränke und Tiefkühltruhen. Ich lese Ihnen im Folgenden einige Szenarien/ Situationen über Stromausfälle vor und bitte Sie diese zu bewerten, indem Sie mir sagen, ob Sie bereit wären, für die jeweiligen Versorgungsniveaus mehr oder weniger zu bezahlen. Dabei handelt es sich immer um nicht angekündigte Stromausfälle. Zu Ihrer Information: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Bitte gehen Sie in Ihren Bewertungen von Ihrer eben angegebenen jährlichen Stromrechnung in Höhe von __,-€ aus.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es treten zwei Stromausfälle pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 6 Mal häufiger ausfallen als heute.

E.2 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken? Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.1 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.2 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht



Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.3 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

_____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 3 Mal häufiger ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 3 Jahre ein. Dies entspricht dem heutigen Versorgungsniveau in Deutschland.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

b. Häufigkeit von Stromausfällen (Szenarien Häufigkeit): Bessere Szenarien

Filter: Wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Einleitung: Bitte denken Sie im Folgenden wieder an die eben angesprochenen Konsequenzen von Stromausfällen. Z.B. der vorübergehende Ausfall technischer Geräte insbesondere auch Kühlschränke und Tiefkühltruhen. Ich lese Ihnen im Folgenden einige Szenarien/ Situationen über Stromausfälle vor und bitte Sie diese zu bewerten, indem Sie mir sagen, ob Sie bereit wären, für die jeweiligen Versorgungsniveaus mehr oder weniger zu bezahlen. Dabei handelt es sich immer um nicht angekündigte Stromausfälle. Zu Ihrer Information: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Bitte gehen Sie in Ihren Bewertungen von Ihrer eben angegebenen jährlichen Stromrechnung in Höhe von _____,-€ aus.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa _____,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 12 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 4 Mal seltener ausfallen als heute.

E.1 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

Ja Nein weiß nicht



Weiter zu Frage E.2!

Weiter zu Frage E.2!

E.1.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

- _____ Euro weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.2 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario sinken?

- _____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 6 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland halb so oft ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 3 Jahre ein. Dies entspricht dem heutigen Versorgungsniveau in Deutschland.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

c. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Schlechtere Szenarien



Filter: Wenn mind. 1 Stromausfall in den letzten 3 Jahren ($A.2 > 0$) & wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: individuell erfahrene Häufigkeit von Stromausfällen):

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ____ Stromausfälle hatten und Ihre jährliche Stromrechnung ____, -€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ____ Stromausfälle hatten. Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa ____, -€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)

Interviewerhinweis: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden gedauert hätte.

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken? Würden Sie ____, -€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.2 Würden Sie ____, -€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.3 Würden Sie ____, -€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.4 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

- _____ Euro weiß nicht



Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen..

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

d. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Bessere Szenarien

Filter: Wenn mind. 1 Stromausfall in den letzten 3 Jahren ($A.2 > 0$) & wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: individuell erfahrene Häufigkeit von Stromausfällen):

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ___ Stromausfälle hatten und Ihre jährliche Stromrechnung __,-€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Sie in den letzten 3 Jahren ___ Stromausfälle hatten. Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)

Interviewerhinweis: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte..

E.4 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zu Frage E.5!

Weiter zu Frage E.5!

E.4.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

- _____ Euro weiß nicht



Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht
Weiter zum nächsten Szenario! **Weiter zum nächsten Szenario!**

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario sinken?

- _____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

e. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Schlechtere Szenarien

Filter: Wenn kein Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 = 0) & wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: bundesweiter Durchschnitt, d.h. alle 3 Jahre ein Stromausfall):

Sie haben gesagt, dass Sie in den letzten drei Jahren keinen Stromausfall hatten. Statistisch gesehen fällt der Strom jedoch in Deutschland alle drei Jahre für durchschnittlich eine Stunde aus. Gehen Sie bitte im Folgenden von diesem Durchschnitt aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihre jährliche Stromrechnung _____,-€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa _____,-€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden gedauert hätte.

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht
Weiter zum nächsten Szenario! **Weiter zum nächsten Szenario!**



E.6.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste Ihre Stromrechnung sinken?
Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.2 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.3 Würden Sie __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.4 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

- _____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen..

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

f. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Bessere Szenarien

Filter: Wenn kein Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 = 0) & wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: bundesweiter Durchschnitt, d.h. alle 3 Jahre ein Stromausfall):

Sie haben gesagt, dass Sie in den letzten drei Jahren keinen Stromausfall hatten. Statistisch gesehen fällt der Strom jedoch in Deutschland alle drei Jahre für durchschnittlich eine Stunde aus. Gehen Sie bitte im Folgenden von diesem Durchschnitt aus.

Wenn C.1 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihre jährliche Stromrechnung __,-€ beträgt.

Wenn C.1 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Haushaltgröße und Wohnungsart wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen. (Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.)



Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte..

E.4 Würden Sie für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zu Frage E.5!

Weiter zu Frage E.5!

E.4.1 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,03) pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.2 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,06) pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.3 Dürfte sich Ihre Stromrechnung um __,-€ (Stromrechnung x0,09) pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte Ihre Stromrechnung jährlich steigen?

- _____ Euro
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe Ihrer jetzigen Stromrechnung für angemessen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario sinken?

- _____ Euro
 weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.



Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!



9.4 Fragebogen Unternehmen



Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.

Ermittlung des kundenbezogenen Werts der Versorgungszuverlässigkeit

– UNTERNEHMEN –

Guten Tag,

mein Name ist ... vom team steffenhagen, einer Ausgründung des Lehrstuhls für Unternehmenspolitik und Marketing der Technischen Universität Aachen im Bereich der Marktforschung.

Wir führen im Auftrag der technischen Universität in Aachen und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft eine Studie zum Thema Stromausfälle in Unternehmen durch. Es geht im Kern um Stromausfälle und nicht um die aktuelle Entwicklung von Strompreisen wie z.B. um den Ihrem Unternehmen entstehenden Schaden bei Stromausfällen. Es handelt sich um die erste Studie dieser Art in Deutschland.

Können Sie mich bitte mit dem Ansprechpartner in Ihrem Unternehmen verbinden, der uns zu diesem Thema Auskunft geben kann?

SICH DURCHSTELLEN LASSEN UND DEM BEFRAGTEN DEN EINLEITUNGSTEXT ERNEUT ERLÄUTERN INKLUSIVE DER IM FOLGENEDEN AUFGEFÜHRTEN ANGABEN:

Das dafür vorgesehene Interview...

- ... dauert ca. 10 Minuten,
- ... ist freiwillig,
- ... wird selbstverständlich anonym ausgewertet, d.h. ohne Bezug zu Ihrer Person o. Ihrem Unternehmen.

Wenn es Ihnen jetzt passt, würde ich das Interview gerne direkt mit Ihnen durchführen, dann sind wir auch schnell durch. Kennen Sie die ungefähre Höhe der Stromrechnung Ihres Unternehmens? Diese Angabe ist für die Beantwortung der Fragen hilfreich und sehr wichtig.

Wenn **Höhe der Stromrechnung nicht bekannt**: Haben Sie die Möglichkeit, die Höhe der Stromrechnung nachzuschauen? Wir können auch gerne einen anderen Termin vereinbaren, zu dem wir Sie anrufen würden. Dann hätten Sie auch genügend Zeit die Höhe der Stromrechnung Ihres Unternehmens/ Ihrer Filiale nachzuschlagen. Wir würden uns sehr freuen, wenn Sie uns unterstützen und an der Studie teilnehmen.



Wenn **Höhe der Stromrechnung nicht nachgeschaut** werden kann: In welcher Branche sind Sie tätig? In der Dienstleistungsbranche oder im produzierenden Gewerbe?

Wenn **DL-Branche:** das Interview kann auch ohne die Nennung der Stromrechnung (Schätzung) durchgeführt werden.

Wenn **prod. Gewerbe:** leider kann das Interview nur durchgeführt werden, wenn die ungefähre Höhe der Stromrechnung bekannt ist.



- Keine Erreichbarkeit aufgrund nicht funktionierender Telekommunikationsgeräte (Telefon, Fax, Email)
- Computer waren ausgefallen
- Fehlalarm bei Alarmanlagen
- Aufzüge fahren nicht
- Kein Herd, Ofen, Kühlschrank
- Werbebeleuchtung fiel aus
- Technische Geräte waren nicht nutzbar (Kopierer, Drucker)
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Sonstiges: _____
- Keine Probleme

Filter: Wenn weniger als 2 schwerwiegende Konsequenzen genannt, weiter mit Frage A.7.

A.6.1 Welche dieser Konsequenzen war für Ihr Unternehmen am schwerwiegendsten?

Intervieweranweisung: Angekreuzte Konsequenzen aus Frage A.6 werden eingeblendet! Einfachauswahl

-

A.7 Ist Ihrem Unternehmen durch den Stromausfall ein finanzieller Schaden entstanden?

- Ja, wie hoch in etwa? _____ Euro
- Nein

Filter: Nur wenn A.4 != 30 Minuten:

A.7.1 Wie hoch schätzen Sie den finanziellen Schaden ein, der Ihrem Unternehmen bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall von 30 Minuten entsteht??

Intervieweranweisung: z.B. aufgrund von Produktionsausfällen; durch die Beschädigung von Maschinen und elektronischen Geräten etc.

- _____ Euro weiß nicht

Filter: Nur wenn A.4 != 60 Minuten:

A.7.2 Wie hoch schätzen Sie den finanziellen Schaden ein, der Ihrem Unternehmen bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall von 1 Stunde entsteht?

- _____ Euro weiß nicht

Filter: Nur wenn A.4 != 240 Minuten:

A.7.3 Wie hoch schätzen Sie den finanziellen Schaden ein, der Ihrem Unternehmen bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall von 4 Stunden entsteht?

- _____ Euro weiß nicht

A.8 Wie stark hat sich Ihr Unternehmen durch den letzten Stromausfall insgesamt gestört gefühlt? (Skala erklären!)

- | | | | | | | | |
|--|--------------|---|---|---|---|-------------------------|-----------------------|
| | sehr gestört | | | | | überhaupt nicht gestört | weiß nicht |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | <input type="radio"/> |



B. Akzeptanzschwellen hinsichtlich Dauer und Häufigkeit von Stromausfällen

Einleitung: Bei einem Stromausfall können Ihrem Unternehmen durch den Ausfall von Maschinen, Anlagen und Computern Unannehmlichkeiten und ggf. reale Kosten entstehen:

- Bspw. kann der Produktionsprozess still stehen und muss neu angefahren werden
- Telefon/Fax funktionieren nicht und man ist nicht erreichbar
- Computer laufen nicht
- Maschinen funktionieren nicht
- Klimaanlage funktioniert nicht / fällt aus.

Stellen Sie sich bitte vor es tritt ein nicht angekündigter Stromausfall ein:

B.1.1 Welche Dauer sehen Sie bei einem vorher nicht angekündigten Stromausfall für Ihr Unternehmen als gerade noch akzeptabel an?

_____ Stunden _____ Minuten weiß nicht >>> weiter mit B.2.1

B.1.2 Wie hoch wäre der entstandene Schaden für Ihr Unternehmen, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.1.1. nennen.

_____ Euro weiß nicht

Stellen Sie sich bitte vor, dass ein angekündigter Stromausfall eintritt:

B.2.1 Wie lange dürfte ein angekündigter Stromausfall maximal dauern, damit es für Ihr Unternehmen gerade noch akzeptabel ist?

Intervieweranweisung: Der Stromausfall wird ca. eine Woche vorher angekündigt.

_____ Stunden _____ Minuten weiß nicht >>> weiter mit B.3

B.2.2 Wie hoch wäre der entstandene Schaden für Ihr Unternehmen, wenn diese Dauer etwas überschritten würde? Können Sie diesen Schaden in etwa in Euro beziffern?

Intervieweranweisung: Bei Nachfrage, was „etwas überschritten“ bedeutet, ca. ¼ der Dauer aus B.2.1. nennen.

_____ Euro weiß nicht

Wenn Sie nun an die Häufigkeit von kurzen nicht angekündigten Stromausfällen denken:

B.3 Wie viele Stromausfälle sehen Sie für Ihr Unternehmen als gerade noch akzeptabel an? Gehen Sie dabei davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle maximal 5 Minuten dauert.

Intervieweranweisung: Es erfolgt keine Preisänderung.

_____ Stromausfälle (Zahl) in _____ Jahr(en) (Zeitraum benennen)
 weiß nicht



C. Demographische / Statistische Angaben

Einleitung: Für die weiteren Fragen dieses Fragebogens benötigen wir nun einige Angaben über Ihr Unternehmen. Selbstverständlich werden auch diese streng vertraulich behandelt.

Frage C.1 gestrichen!

C.2 Welcher Branche kann Ihr Unternehmen zugeordnet werden?

- Dienstleistungsbranche: _____
- Produzierendes Gewerbe (inkl. Maschinenbau, Metallgewerbe etc.): _____

C.3 Wie viele Mitarbeiter sind in Ihrem Unternehmen tätig?

_____ Mitarbeiter

C.4 Wie hoch ist in etwa die Stromrechnung in Ihrem Unternehmen?

_____ Euro / Monat / _____ Euro / Jahr

- weiß nicht

Intervieweranweisung: Wenn "weiß nicht" angekreuzt, dann den Befragten bitten, dies nachzuschlagen! Ggf. neuen Termin vereinbaren, um das Interview fortzusetzen! Bei Dienstleistungsunternehmen wird die Stromrechnung anhand einer Schätzungsformel berechnet. Für das produzierende Gewerbe kann die Stromrechnung nicht geschätzt werden. Block D und E können nicht erfragt werden.

C.5 Wie lautet die Postleitzahl Ihres Unternehmensstandorts?

--	--	--	--	--	--

- keine Angabe



D. Zahlungsbereitschaft bei erhöhtem bzw. reduziertem Versorgungsniveau

D.1 Stellen Sie sich vor, dass der Stromversorger Ihres Unternehmens die Versorgungsqualität sehr deutlich erhöht. D.h.: Die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls ist sehr gering. Und wenn der Strom tatsächlich einmal ausfallen sollte, wäre die Dauer nur sehr kurz. Wäre Ihr Unternehmen bereit, hierfür einen Mehrpreis zur aktuellen Stromrechnung zu bezahlen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

D.1.1 Wie viel Euro würde Ihr Unternehmen hierfür maximal pro Jahr mehr bezahlen? Gehen Sie dabei von Ihrer eben genannten jährlichen Stromrechnung in Höhe von _____,-€ aus.

_____ Euro

D.1.2 Auch nicht, wenn Stromausfälle dadurch mit hoher Wahrscheinlichkeit komplett vermieden werden könnten?

- Ja, ...
 Nein, ...

D.2 Würde Ihr Unternehmen ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren, wenn dafür der Strompreis sinkt?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

D.2.2 Auch nicht, wenn die Stromrechnung dann sehr deutlich sinken würde?
Intervieweranweisung bei Nachfrage: „deutlich sinken“ heißt um ca. 15% der Stromrechnung

- Ja, ...
 Nein, ...

**Weiter zu
Fragenblock F!**

D.3 Bei verringertem Versorgungsniveau: Wie häufig dürfte in Ihrem Unternehmen dann maximal der Strom pro Jahr ausfallen? Gehen Sie davon aus, dass jeder dieser Stromausfälle 5 Minuten dauert.

_____ (Zahl) weiß nicht

D.4 Sie haben eben gesagt, dass Ihr Unternehmen ein verringertes Versorgungsniveau akzeptieren würde. Wie lange dürfte der Strom denn unabhängig von der Häufigkeit längstens ausfallen?

Max. _____ Minuten weiß nicht



F. Statements

Nun kommen wir zu ein paar allgemeinen Fragen zur Versorgungsqualität. Bitte sagen Sie mir inwieweit Sie den folgenden Statements zustimmen, indem Sie mir eine Zahl zwischen 1 (trifft voll und ganz zu) und 6 (trifft überhaupt nicht zu) nennen.

F.1 Den aktuellen Strompreis für mein Unternehmen halte ich für angemessen.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.2 Der Stromversorger meines Unternehmens sollte mehr in die Versorgungsqualität – d.h. weniger Stromausfälle und kürzere Dauer – investieren.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.3 Heutzutage fällt der Strom statistisch gesehen alle drei Jahre für eine Stunde aus. Inwieweit stimmen Sie der folgenden Aussage zu: „Das heutige Versorgungsniveau hält mein Unternehmen für angemessen.“

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		

F.4 Es ist mir sehr wichtig, dass Deutschland im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Versorgungsqualität bietet.

trifft voll und ganz zu						trifft überhaupt nicht zu		weiß nicht
1	2	3	4	5	6	<input type="radio"/>		



G. Gerätebestand / Präventivmaßnahmen

G.1 Produziert Ihr Unternehmen selbst Strom?

- Ja Nein

G.2 Hat Ihr Unternehmen Maßnahmen getroffen, um Stromausfällen vorzubeugen?

- Ja Nein ..>>> weiter mit G.5

G.2.1 Um welche Maßnahmen handelt es sich? Z.B. Notaggregate, Batteriespeicher etc.

G.2.2 Wie teuer waren diese Maßnahmen insgesamt in etwa?

- _____ Euro weiß nicht keine Angabe

G.3 Bei welchem Stromversorger sind Sie Kunde?

- _____ keine Angabe



E. Bewertung konkreter Szenarien

Wenn Frage D.1 oder Frage D.1.1 mit „ja“ und Frage D.2 oder D.2.2 ebenfalls mit „ja“ beantwortet, bekommt der Befragte den ursprünglich programmierten Loop zu den Szenarien (sowohl bessere als auch schlechtere Szenarien).

In allen anderen Fällen gelten folgende Filterführungen mit ausgewählten Szenarien:

a. Häufigkeit von Stromausfällen (Szenarien Häufigkeit): Schlechtere Szenarien

Filter: Wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Einleitung: Bitte denken Sie im Folgenden wieder an die eben angesprochenen Konsequenzen von Stromausfällen, Z.B. der vorübergehende Ausfall von Maschinen und damit des Produktionsprozesses oder der Ausfall von Computern und Telekommunikationsgeräten. Ich lese Ihnen im Folgenden einige Szenarien/ Situationen über Stromausfälle vor und bitte Sie diese zu bewerten, indem Sie mir sagen, ob Sie bereit wären, für die jeweiligen Versorgungsniveaus mehr oder weniger zu bezahlen. Dabei handelt es sich immer um nicht angekündigte Stromausfälle. Zu Ihrer Information: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Wenn C.4 beantwortet, dann: Bitte gehen Sie in Ihren Bewertungen von der eben angegebenen jährlichen Stromrechnung Ihres Unternehmens in Höhe von __,-€ aus.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es treten zwei Stromausfälle pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 6 Mal häufiger ausfallen als heute.

E.2 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste die Stromrechnung Ihres Unternehmens sinken? Würde Ihr Unternehmen 3% pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.1 Würde Ihr Unternehmen 6% pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.3.2 Würden Sie 9% pro Jahr als angemessen ansehen?

Ja Nein weiß nicht

**Weiter zum nächsten Szenario!****Weiter zum nächsten Szenario!**

E.3.3 Um welchen Eurobetrag müsste die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

_____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall pro Jahr ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 3 Mal häufiger ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 3 Jahre ein. Dies entspricht dem heutigen Versorgungsniveau in Deutschland.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

b. Häufigkeit von Stromausfällen (Szenarien Häufigkeit): Bessere Szenarien

Filter: Wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Einleitung: Bitte denken Sie im Folgenden wieder an die eben angesprochenen Konsequenzen von Stromausfällen. Z.B. der vorübergehende Ausfall von Maschinen und damit des Produktionsprozesses oder der Ausfall von Computern und Telekommunikationsgeräten. Ich lese Ihnen im Folgenden einige Szenarien/ Situationen über Stromausfälle vor und bitte Sie diese zu bewerten, indem Sie mir sagen, ob Sie bereit wären, für die jeweiligen Versorgungsniveaus mehr oder weniger zu bezahlen. Dabei handelt es sich immer um nicht angekündigte Stromausfälle. Zu Ihrer Information: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Wenn C.4 beantwortet, dann: Bitte gehen Sie in Ihren Bewertungen von der eben angegebenen jährlichen Stromrechnung Ihres Unternehmens in Höhe von __,-€ aus.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa __,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 12 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland 4 Mal seltener ausfallen als heute.

E.1 Würde Ihr Unternehmen für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

Ja Nein weiß nicht



Weiter zu Frage E.2!

Weiter zu Frage E.2!

E.1.1 Dürfte sich die Stromrechnung um 3% pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.2 Dürfte sich die Stromrechnung um 6% pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.3 Dürfte sich die Stromrechnung um 9% pro Jahr erhöhen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.1.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte die Stromrechnung Ihres Unternehmens jährlich steigen?

- _____ Euro
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.2 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

- Ja
 Nein
 weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens bei diesem Szenario sinken?

- _____ Euro
 weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 6 Jahre ein. D.h. im Durchschnitt würde der Strom in Deutschland halb so oft ausfallen als heute.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich die folgende Situation vor:

Es tritt ein Stromausfall alle 3 Jahre ein. Dies entspricht dem heutigen Versorgungsniveau in Deutschland.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.



c. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Schlechtere Szenarien

Filter: Wenn mind. 1 Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 > 0) & wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: in Ihrem Unternehmen erfahrene Häufigkeit von Stromausfällen):

Wenn C.4 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihr Unternehmen in den letzten 3 Jahren ____ Stromausfälle hatte und die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens ____, -€ beträgt.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihr Unternehmen in den letzten 3 Jahren ____ Stromausfälle hatte. Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa ____, -€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Interviewerhinweis: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden gedauert hätte.

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste die Stromrechnung Ihres Unternehmens sinken? Würde Ihr Unternehmen 3% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.2 Würde Ihre Unternehmen 6% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.3 Würde Ihr Unternehmen 9% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.4 Um welchen Eurobetrag müsste die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

- _____ Euro weiß nicht



Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen..

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

d. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Bessere Szenarien

Filter: Wenn mind. 1 Stromausfall in den letzten 3 Jahren ($A.2 > 0$) & wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: in Ihrem Unternehmen erfahrene Häufigkeit von Stromausfällen):

Wenn C.4 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihr Unternehmen in den letzten 3 Jahren ____Stromausfälle hatte und die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens ____, -€ beträgt.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass Ihr Unternehmen in den letzten 3 Jahren ____Stromausfälle hatte. Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa ____, -€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Interviewerhinweis: Im Durchschnitt fällt der Strom in Deutschland einmal alle drei Jahre aus.

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte..

E.4 Würde Ihr Unternehmen für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zu Frage E.5!

Weiter zu Frage E.5!

E.4.1 Dürfte sich die Stromrechnung um 3% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.2 Dürfte sich die Stromrechnung um 6% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.3 Dürfte sich die Stromrechnung 9% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte die Stromrechnung Ihres Unternehmens jährlich steigen?

_____ Euro weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens bei diesem Szenario sinken?

_____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

e. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Schlechtere Szenarien

Filter: Wenn kein Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 = 0) & wenn Frage D.2 oder Frage D.2.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.1 oder D.1.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: bundesweiter Durchschnitt, d.h. alle 3 Jahre ein Stromausfall):

Sie haben gesagt, dass Ihr Unternehmen in den letzten drei Jahren keinen Stromausfall hatte. Statistisch gesehen fällt der Strom jedoch in Deutschland alle drei Jahre für durchschnittlich eine Stunde aus. Gehen Sie bitte im Folgenden von diesem Durchschnitt aus.

Wenn C.4 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens _____,-€ beträgt.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa _____,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. vier Stunden gedauert hätte.

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.1 Bei Szenario 1: Um welchen Betrag pro Jahr müsste die Stromrechnung Ihres Unternehmens sinken? Würde Ihr Unternehmen 3% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.2 Würde Ihr Unternehmen 6% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.3 Würde Ihr Unternehmen 9% pro Jahr als angemessen ansehen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.6.4 Um welchen Eurobetrag müsste die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens bei diesem Szenario Ihrer Meinung nach sinken?

- _____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. zwei Stunden gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen..

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

f. Dauer von Stromausfällen (Szenarien Dauer): Bessere Szenarien

Filter: Wenn kein Stromausfall in den letzten 3 Jahren (A.2 = 0) & & wenn Frage D.1 oder Frage D.1.2 mit „ja“ beantwortet (und gleichzeitig Frage D.2 oder D.2.2 mit „nein“ oder mit „weiß nicht“ beantwortet):

Dauer von Stromausfällen (Bezugspunkt: bundesweiter Durchschnitt, d.h. alle 3 Jahre ein Stromausfall):

Sie haben gesagt, dass Ihr Unternehmen in den letzten drei Jahren keinen Stromausfall hatte. Statistisch gesehen fällt der Strom jedoch in Deutschland alle drei Jahre für durchschnittlich eine Stunde aus. Gehen Sie bitte im Folgenden von diesem Durchschnitt aus.

Wenn C.4 beantwortet, dann: Sie haben angegeben, dass die jährliche Stromrechnung Ihres Unternehmens _____,-€ beträgt.

Wenn C.4 nicht beantwortet, dann: Aufgrund Ihrer Mitarbeiteranzahl und der Branche, in der Sie tätig sind, wird Ihre jährliche Stromrechnung in etwa _____,-€ betragen (*Berechnung der Stromrechnung mittels hinterlegter Formel auf Basis der im Fragenblock C beantworteten Fragen.*)

Szenario 1: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 15 Minuten gedauert hätte..

E.4 Würde Ihr Unternehmen für dieses Versorgungsniveau eine höhere Stromrechnung als bisher akzeptieren?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zu Frage E.5!

Weiter zu Frage E.5!

E.4.1 Dürfte sich die Stromrechnung Ihres Unternehmens um 3% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.2 Dürfte sich die Stromrechnung um 6% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.3 Dürfte sich die Stromrechnung um 9% pro Jahr erhöhen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario! Weiter zum nächsten Szenario!

E.4.4 Um wie viel Euro bzw. welchen Betrag dürfte die Stromrechnung Ihres Unternehmens jährlich steigen?

- _____ Euro weiß nicht



Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.5 Halten Sie bei dieser Situation (Szenario 1) die Höhe der jetzigen Stromrechnung Ihres Unternehmens für angemessen?

- Ja Nein weiß nicht

Weiter zum nächsten Szenario!

Weiter zum nächsten Szenario!

E.10 Um welchen Eurobetrag müsste Ihre jährliche Stromrechnung bei diesem Szenario sinken?

- _____ Euro weiß nicht

Szenario 2: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. 30 Minuten gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Szenario 3: Stellen Sie sich vor, dass jeder dieser Stromausfälle ca. eine Stunde gedauert hätte.

Obige Fragen für die weiteren Szenarien wiederholen.

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

9.5 Datenbasis

9.5.1 Allgemeine Kostenvorgaben für 20(10)-kV-Netze

Kalkulationszinssatz:

6 % pro Jahr (exklusive Inflation)

Netzverlustkosten:

Verlustkosten 0,053 [€/kWh]

Verluststundenzahl HS/MS 3.500 [h/a]

Nutzungsdauer, Betriebs- und Investitionskosten:

Betriebsmittel	Nutzungsdauer [a]	Betriebskosten [%/a] ¹⁾	Investitionskosten
Leistungsschaltfeld in Umspannstationsschaltanlage	35	3	37.500 €/Stück
Leistungsschaltfeld in Netzstation	35	3	47.500 €/Stück
Fernwirktechnik in Netzstation	35	3	15.000 €/Stück
VPE-Kabel (Al 150 mm ²)	50	0,5	17.500 €/km
VPE-Kabel (Al 240 mm ²)	50	0,5	20.000 €/km
VPE-Kabel (Al 400 mm ²)	50	0,5	25.000 €/km
Freileitung Al/St 95/15 mm ² Seile und Gestänge	40	2	40.000 €/km
Freileitung Al/St 150/25 mm ² Seile und Gestänge	40	2	45.000 €/km
Freileitung Al/St 185/30 mm ² Seile und Gestänge	40	2	50.000 €/km

¹⁾ bezogen auf Investitionskosten

Grabenkosten:

Versorgungsaufgabe	Grabenkosten für einen Stromkreis	Versorgungsaufgabe	Grabenkosten für einen Stromkreis
VA-1	114.000 €/km	VA-5	145.000 €/km
VA-2	102.000 €/km	VA-6	105.000 €/km
VA-3	74.000 €/km	VA-7	45.000 €/km
VA-4	70.000 €/km		

9.5.2 Technische Daten der 20(10)-kV-Betriebsmittel

Leitungstyp	R' [m Ω /km]	X' [m Ω /km]	C' [nF/km]	$I_{th,max}$ [A]
VPE-Kabel (Al 150 mm ²)	206	122	250	320
VPE-Kabel (Al 240 mm ²)	125	111	300	421
VPE-Kabel (Al 400 mm ²)	78	101	370	538
Freileitung Al/St 95/15 mm ²	310	360	10,2	334
Freileitung Al/St 150/25 mm ²	190	345	10	410
Freileitung Al/St 185/30 mm ²	157	340	10	535

9.5.3 Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel (20-kV-Netze mit Erschlusskompensation)

Betriebsmittel	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Handabschaltung (unverzögert)	Handabschaltung (verzögert)
Sammelschienenabschnitt (in USS-Schaltanlage)	0,00021 1/a	0,00002 1/a	0,00002 1/a
Leistungsschalter (in USS-Schaltanlage)	0,00204 1/a	0,00008 1/a	0,00052 1/a
Trenner (in USS-Schaltanlage)	0,00387 1/a	0,00030 1/a	0,00160 1/a
VPE-Kabel	0,00526 1/(a km)	0,00026 1/(a km)	0,00453 1/(a km)
Freileitung	0,02567 1/(a km)	0,00359 1/(a km)	0,00313 1/(a km)
Netzstation (Schaltanlage mit 3 Schaltfeldern)	0,00630 1/a	0,00078 1/a	0,00045 1/a
Betriebsmittel	Einpoliger Erdfehler	Mehrfacherdschluss	
VPE-Kabel	0,00711 1/a	0,003 %/(a km)	
Freileitung	0,00453 1/a	0,007 %/(a km)	

Quelle: VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (1994-2001)

9.5.4 Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel (10-kV-Netze mit Erschlusskompensation)

Betriebsmittel	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Handabschaltung (unverzögert)	Handabschaltung (verzögert)
Sammelschienenabschnitt (in USS-Schaltanlage)	0,00008 1/a	0,00001 1/a	0,00002 1/a
Leistungsschalter (in USS-Schaltanlage)	0,00033 1/a	0,00004 1/a	0,00027 1/a
Trenner (in USS-Schaltanlage)	0,00117 1/a	0,00014 1/a	0,00085 1/a
VPE-Kabel	0,00405 1/(a km)	0,00013 1/(a km)	0,00617 1/(a km)
Freileitung	0,02348 1/(a km)	0,00501 1/(a km)	0,00321 1/(a km)
Netzstation (Schaltanlage mit 3 Schaltfeldern)	0,00253 1/a	0,00068 1/a	0,00046 1/a
Betriebsmittel	Einpoliger Erdfehler	Mehrfacherdschluss	
VPE-Kabel	0,00575 1/a	0,001 %/(a km)	
Freileitung	0,00504 1/a	0,002 %/(a km)	

Quelle: VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (1994-2001)

9.5.5 Kenngrößen der Störungsbeseitigung in 20(10)-kV-Netzen

Kenngröße	Wert*
Fahrgeschwindigkeit	25 km/h
Anfahrzeit zur ersten Netzstation	30 Minuten
Zugangszeit	3 Minuten
Schaltzeit (Lasttrennschalter)	3 Minuten
Schaltzeit (Schraubverbindungen)	15 Minuten
Aktivierung eines Notstromaggregates	90 Minuten

* Mittelwerte