

EIN ÜBERGREIFENDES MODELL ZUR OPTIMIERUNG  
VON NETZ UND NETZBETRIEB

HANS HENNING THIES

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20151103-094435-5

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20151103-094435-5>]

# Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

Von der Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften**  
**(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

von  
**Hans Henning Thies**  
aus Elmshorn

Tag der mündlichen Prüfung:	10. Juli 2015
Referent:	Prof. Dr.-Ing. M. W. Zdrallek
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. W. Wellßow

## **NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL**

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen  
Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

### **Impressum:**

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

Neue Energie aus Wuppertal, Band 6

Copyright: © 2015 Hans Henning Thies

Druck und Verlag: epubliGmbH, Berlin, [www.epubli.de](http://www.epubli.de)

Bildquelle: josupewo / pixelio.de

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Ich möchte mich ganz herzlich bei allen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung der Arbeit sowohl fachlich wie auch persönlich unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der den Anstoß zu dieser Arbeit gegeben hat. Seine Anregungen und seine uneingeschränkte Unterstützung haben ganz wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow danke ich für das Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Ein herzlicher Dank gilt meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, deren stets positive Art zu einem tollen Arbeitsumfeld beigetragen hat. Insbesondere möchte ich hier Markus Stötzel und Issam Athamna danken, die mir in den fachlichen Diskussionen sehr geholfen haben.

Diese Arbeit war Teil einer Forschungsk Kooperation, die mit Siemens Power Technologies International durchgeführt wurde. Ich bedanke mich herzlich bei allen Mitarbeitern von Siemens PTI, die mich mit hilfreichen Anmerkungen in der Frühphase des Projekts sehr unterstützt haben.

Ganz besonders danke ich meiner Freundin Juliane Höfs für ihre Unterstützung, ihr Verständnis und insbesondere ihre unendliche Geduld. Danke für den Glauben an mich!

Schließlich danke ich meinen Eltern für ihre Unterstützung und die Bestärkung, nach der Zeit in der Industrie wieder an die Universität zurückzukehren.

Wuppertal 2015

Hans Henning Thies



# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation der Arbeit.....	1
1.2 Ziel der Arbeit .....	3
1.3 Nachbildung von Netz und Netzbetrieb – Stand der Forschung.....	4
1.4 Aufbau der Arbeit .....	7
<b>2 Qualitätskomponente in der Anreizregulierung.....</b>	<b>9</b>
2.1 Hintergrund der Anreizregulierung.....	9
2.2 Definition der Versorgungszuverlässigkeit .....	10
2.2.1 Versorgungszuverlässigkeit als Teil der Versorgungsqualität.....	10
2.2.2 Kundenbezogene Versorgungszuverlässigkeit .....	11
2.2.3 Systembezogene Versorgungszuverlässigkeit .....	12
2.3 Regulierung der Versorgungsqualität .....	14
2.3.1 Instrumente der Qualitätsregulierung .....	14
2.3.2 Indirekte Instrumente .....	15
2.3.3 Festlegung von minimalen Standards .....	15
2.3.4 Anreizsysteme der Qualitätsregulierung.....	16
2.4 Versorgungszuverlässigkeit und Qualitätsregulierung in Deutschland .....	18
2.5 Möglichkeiten zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit.....	21
2.5.1 Übersicht.....	21
2.5.2 Struktur und Auslegung der Netze.....	22
2.5.3 Instandhaltung und Erneuerung von Betriebsmitteln .....	24
2.5.4 Organisation der Störungsbearbeitung.....	25
<b>3 Modellbildung des Netzes und des Netzbetriebs.....</b>	<b>29</b>
3.1 Zuverlässigkeitsmodelle.....	29
3.1.1 Ausführung einer Zuverlässigkeitsanalyse .....	29
3.1.2 Nachbildung des Energieversorgungsnetzes .....	30
3.1.3 Ausfallmodelle.....	32
3.1.4 Wiederversorgungsmodelle .....	34

3.1.5	Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung.....	38
3.1.6	Statischer Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung.....	40
3.2	Betriebsmodelle .....	41
3.2.1	Übersicht .....	41
3.2.2	Störungsmodell.....	42
3.2.3	Ressourcenmodell .....	43
3.2.4	Zuordnungsmodell .....	44
3.3	Vor- und Nachteile der Modelle .....	46
<b>4</b>	<b>Kombination von Zuverlässigkeitsmodellen und Betriebsmodellen .....</b>	<b>49</b>
4.1	Übersicht.....	49
4.2	Anforderungen an ein Gesamtmodell.....	50
4.3	Konzept des Gesamtmodells .....	52
4.4	Erweiterung der Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung .....	54
4.4.1	Übersicht .....	54
4.4.2	Verfahrensbeschreibung .....	54
4.4.3	Übergang von Wiederversorgungsmodellen zu Entstörungstätigkeiten ...	56
4.4.4	Einfluss der Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern auf die Nachbildung des Störungsgeschehens .....	64
4.4.5	Ausfallmodell Erdschluss ohne Ausweitung zu Mehrfacherdschluss.....	67
4.4.6	Fernsteuerbarkeit .....	69
4.5	Erweiterung der Betriebsmodelle .....	70
4.5.1	Übersicht .....	70
4.5.2	Nachbildung von Betriebsmitarbeitern und störungsbedingtem Netzbetrieb 70	
4.5.3	Verfahren der Betriebssimulation .....	76
4.5.4	Zuordnungsmodell .....	80
4.6	Bewertungsmodell .....	85
4.6.1	Übersicht .....	85
4.6.2	Versorgungszuverlässigkeit .....	85
4.6.3	Organisationsgüte.....	85
4.6.4	Wahrscheinlichkeit eines stehenden Erdschlusses .....	86
4.6.5	Wahrscheinlichkeit ungeplanter Netzzustände .....	86

---

4.6.6	Kostenbewertung .....	87
<b>5</b>	<b>Übergreifende Optimierung von Netz und Netzbetrieb.....</b>	<b>89</b>
5.1	Betrachtetes Netzgebiet.....	89
5.1.1	Eigenschaften der Zuverlässigkeitsberechnung.....	91
5.1.2	Eigenschaften der Betriebssimulation .....	91
5.2	Prinzipielle Zusammenhänge .....	92
5.2.1	Übersicht.....	92
5.2.2	Präzisierung von Störungsabläufen .....	92
5.2.3	Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit .....	96
5.2.4	Organisationsgüte .....	99
5.2.5	Fazit .....	101
5.3	Übergreifende Optimierung .....	101
5.3.1	Varianten von Netz und Netzbetrieb .....	101
5.3.2	Ergebnisse der Versorgungszuverlässigkeit .....	102
5.3.3	Monetäre Bewertung.....	107
5.3.4	Organisationsgüte .....	111
5.4	Weitergehende Betrachtungen .....	113
5.4.1	Variation der Zuständigkeitsbereiche .....	113
5.4.2	Einführung von Qualifikationen .....	116
5.4.3	Zuordnung fester Verantwortlichkeiten im Entstörungsprozess .....	117
5.5	Ableitung grundsätzlicher Zusammenhänge zwischen Netz und Netzbetrieb 119	
5.6	Unschärfen des Verfahrens .....	120
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>123</b>
<b>7</b>	<b>English Summary .....</b>	<b>127</b>
7.1	Introduction .....	127
7.2	Background .....	127
7.3	Network and organization model .....	129
7.3.1	Overview.....	129
7.3.2	Network Model .....	130
7.3.3	Organization Model .....	131
7.3.4	Remedial Process .....	133

---

7.3.5	Evaluation.....	135
7.4	Case study.....	135
7.4.1	Input data.....	135
7.4.2	Variants of Network and Organization .....	136
7.4.3	Non-availability of Supply .....	137
7.4.4	Duration until Arrival on Site.....	138
7.5	Conclusion .....	140
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>141</b>
<b>9</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>151</b>
9.1	Formelzeichen .....	151
9.2	Abkürzungen .....	155
<b>10</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>157</b>
10.1	Übergeordnetes Knoten-Kanten-Modell .....	157
10.2	Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl der Wiederholungen .....	157
10.3	Zuverlässigkeitskenndaten der übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb.....	158
10.4	Ergänzende Ergebnisse zu prinzipiellen Zusammenhängen der übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb.....	161
10.5	Modell zur Nachbildung des Zusammenhangs von veränderter Instandhaltung und Zuverlässigkeitskenndaten.....	162
10.6	Ergänzende Ergebnisse zur Versorgungszuverlässigkeit .....	163
10.7	Ergänzende Informationen zur monetären Bewertung.....	164
10.8	Ergänzende Ergebnisse zur Organisationsgüte.....	165
10.9	Ergänzende Ergebnisse zur Einführung von Qualifikationen .....	167

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation der Arbeit

Mit Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 [1] wurde die Basis für eine jeweils regional monopolistisch geprägte Energieversorgungsstruktur gelegt, in der die Grenzen zwischen Energieversorgungsunternehmen durch Demarkationsverträge festgelegt wurden. Die Unternehmen waren damit neben der Erzeugung auch für die Durchleitung und den Verkauf von elektrischer Energie an die Kunden zuständig. 1998 wurde mit der Novelle zum Energiewirtschaftsrecht [2] den europäischen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [3] Rechnung getragen, die Organisation der Energiewirtschaft erstmalig auf wettbewerbsrechtlichen Grundsätzen aufzubauen. Der in diesem Zuge umgesetzte Weg des *verhandelten Netzzuganges*, nach dem jedem Interessenten ein diskriminierungsfreier Netzzugang zu gewährleisten ist, führte jedoch nicht zu den gewünschten Kostenminderungseffekten auf Kundenseite. Deshalb wurde in der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 [4] die Gründung der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (kurz: *Bundesnetzagentur*) festgeschrieben. Diese fördert in den regulierten Sektoren der Elektrizitäts-, Gas-, Telekommunikations-, Post- und Eisenbahninfrastrukturmärkte das Vorhandensein von Wettbewerb und stellt einen diskriminierungsfreien Netzzugang sicher.

Im Bereich der elektrischen Energieversorgungsnetze wird insbesondere die Umsetzung der Stromnetzentgeltverordnung [5] und Anreizregulierungsverordnung [6] überwacht. Durch eine zyklische Überprüfung der Kosten von Netzbetreibern und Ausführung nationaler Effizienzvergleiche werden unternehmensindividuelle Effizienzsteigerungspotentiale ermittelt, welche durch die Netzbetreiber im Laufe zweier Regulierungsperioden individuell zu erschließen sind. Die Bundesnetzagentur verzichtet hier explizit darauf, den Netzbetreibern konkrete betriebliche Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (also Kostenminderung) vorzugeben, um individuelle unternehmerische Optimierungen auf Seiten der Netzbetreiber zu ermöglichen.

Um jedoch zu vermeiden, dass Effizienzsteigerungen zulasten der Qualität der elektrischen Versorgung gehen, wird seit dem Jahr 2012 neben den Kostenstrukturen auch die Versorgungsqualität in die Ermittlung der Erlösbergrenze der Netzbetreiber einbezogen [7]. Im Rahmen dieser *Qualitätsregulierung* wird die Versorgungszuverlässigkeit aller Netzbetreiber einem deutschlandweiten Vergleich unterzogen. Ergebnis sind unternehmensindividuelle Referenzwerte der Versorgungszuverlässigkeit, die für die Ermittlung von Boni und Mali herangezogen werden. Kommt es zur

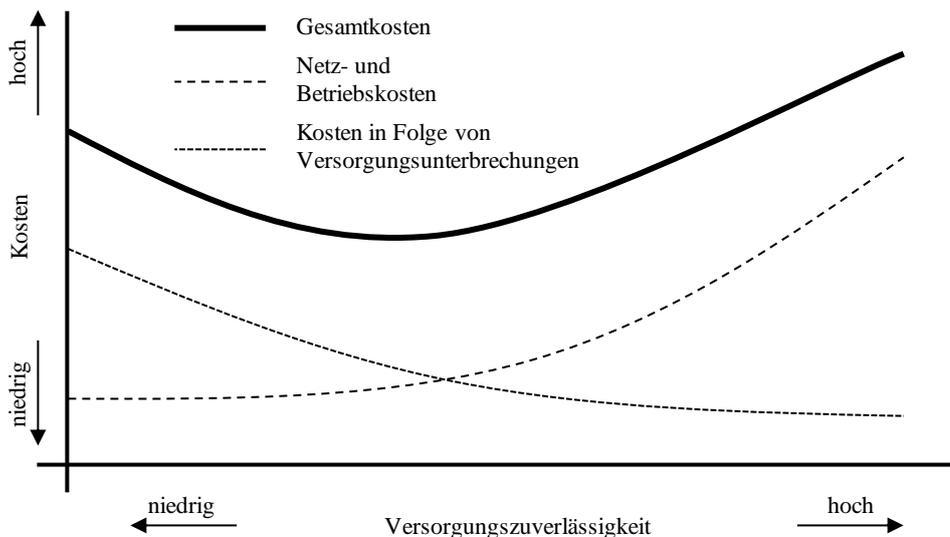
Unterschreitung dieser Referenzwerte, ist die Verminderung der zulässigen Erlösbergrenze des jeweiligen Netzbetreibers vorgesehen. Wird der vorgegebene Qualitätsstandard hingegen überschritten, dürfen erhöhte Erlöse erwirtschaftet werden. Die *Kosten infolge von Versorgungsunterbrechungen* bestehen durch die Qualitätsregulierung damit nicht mehr nur aus den Reparaturkosten nach Störungen sondern ebenfalls aus den Kosten aufgrund veränderter Versorgungsqualität.

Prinzipiell können Netzbetreiber im Zuge ihrer qualitätsbedingten Optimierungsüberlegungen die Versorgungszuverlässigkeit auf zwei Wegen beeinflussen.

*Investitionen in die Netze* (auch *Netzkosten*), wie bspw. die Verkabelung von Freileitungen, bewirken insbesondere eine Verminderung der Anzahl von Störungen in einem Netz. Durch die Ausstattung von Schalteinrichtungen mit Fernsteuerung oder dem vermehrten Aufbau redundanter Netzstrukturen kann aber auch die Dauer von Versorgungsunterbrechungen verkürzt werden [8].

Eine Veränderung von *Betriebskosten* kann durch veränderte Instandhaltungsstrategien und Veränderung des Einsatzes von Betriebsmitarbeitern nach Störungen hervorgerufen werden. Unterschiedliche Instandhaltungsstrategien wirken dabei auf die Häufigkeit von Störungsereignissen [9]. Die Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter bestimmt, wie schnell Schaltheilungen und Reparaturen ausgeführt werden können [10].

Ziel der Netzbetreiber muss es also sein, möglichst kosteneffizient im Rahmen der Anreizregulierung zu arbeiten und gleichzeitig die Kostenauswirkungen durch die Qualitätsregulierung zu beachten. Für Netzbetreiber ergibt sich der in Abbildung 1.1 dargestellte qualitative Zusammenhang zwischen Gesamtkosten und Versorgungszuverlässigkeit.



**Abbildung 1.1: Zusammenhang zwischen Kosten von Netzbetreibern und Versorgungszuverlässigkeit (angelehnt an [11, 12, 13])**

Die *Gesamtkosten* setzen sich aus den *Netz- und Betriebskosten* und den *Kosten infolge von Versorgungsunterbrechungen* zusammen. Der Verlauf der dargestellten Gesamtkosten - als Summe aus Netz- und Betriebskosten sowie den Kosten infolge von Versorgungsunterbrechungen - besitzt ein Minimum, welches Netzbetreiber anstreben müssen. Langfristig ist dieses Kostenoptimum durch die Umsetzung netzseitiger und netzbetriebsseitiger Maßnahmen unter Berücksichtigung der Kostenauswirkungen der Qualitätsregulierung zu erreichen.

Bis jetzt konnten die Auswirkungen von netzseitigen Maßnahmen einerseits und netzbetriebsseitigen Maßnahmen andererseits nur durch getrennte, separate Modelle nachgebildet werden [14, 15]. Diese sind eine gute Basis für weitergehende Modellierungen, sind jedoch nicht in der Lage, Wechselwirkungen und damit ein realistisches Abbild der Auswirkungen von Optimierungsmaßnahmen von Netz und Netzbetrieb simultan abzubilden.

Dies ist jedoch zwingend erforderlich, um Fehlinvestitionen in die Netze unter Berücksichtigung des vollständigen Netzbetriebs zu vermeiden und um gleichzeitig Restrukturierungen im Bereich des Betriebspersonals entlang der Anforderungen der Versorgungszuverlässigkeit ausrichten zu können.

Zur Optimierung der Gesamtkosten von Netzbetreibern wird folglich ein Modell benötigt, welches sämtliche Aspekte von Netz und Netzbetrieb, die auf die Versorgungszuverlässigkeit wirken können, nachbildet und in einen Zusammenhang stellt. Netzbetreiber werden dadurch in die Lage versetzt, die Auswirkungen netz- und netzbetriebsseitiger Maßnahmen auf die Versorgungszuverlässigkeit (und damit die Erlössituation) vor deren zeit- und kapitalintensiver Umsetzung zu bestimmen.

## 1.2 Ziel der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, ein Gesamtmodell zu entwickeln, mit dessen Hilfe sowohl der Einfluss des Netzbetriebs als auch der Einfluss des Netzes auf die Versorgungszuverlässigkeit sowie das entsprechende Zusammenwirken von Netz und Netzbetrieb mit Blick auf die Versorgungszuverlässigkeit untersucht werden können. Es soll die gleichzeitige Simulationen von Netz und Netzbetrieb ermöglichen, sodass eine vollständige Optimierung der zuverlässigkeitsbezogenen Gesamtkosten von Netzbetreibern möglich wird.

Dazu werden Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation in einem Gesamtmodell zusammengeführt.

- Das *Störungsmodell* beinhaltet eine umfassende Zuverlässigkeitsberechnung, für die Struktur des zu untersuchenden Netzes und dessen Betriebsmittel nachgebildet

werden. Mit Hilfe von Ausfallmodellen wird das vollständige Störungsgeschehen ermittelt und in Verbindung mit Wiederversorgungsmodellen für jede Versorgungsunterbrechung von Kunden eine individuelle Wiederversorgungsstrategie ermittelt. Das Ergebnis ist der zu jeder Störung gehörige Störungsablauf, aus dem der individuelle Betriebsmitarbeiterbedarf abgeleitet werden kann.

- Das *Betriebsmodell* lässt die vollständige Beschreibung des Netzbetriebs eines Netzbetreibers zu. Es werden die Betriebsmitarbeiter, die Organisationsstruktur, die entsprechenden organisatorischen Rahmenbedingungen sowie die betriebliche Entscheidungspraxis zur Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten nachgebildet.
- In einem *Bewertungsmodell* wird es abschließend möglich, die Versorgungszuverlässigkeit systemweit und von einzelnen Kunden zu ermitteln. In Verbindung mit dem angewendeten Modell zur Qualitätsregulierung lassen sich so die damit einhergehenden Veränderungen auf die Erlössituation bewerten. Darüber hinaus kann die Güte der gewählten Organisation quantifiziert und einem Vergleich unterzogen werden.

### 1.3 Nachbildung von Netz und Netzbetrieb – Stand der Forschung

In der Vergangenheit wurden in einer Vielzahl von Arbeiten bereits viele Aspekte der Beeinflussbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit durch die Netzbetreiber analysiert. Der nachfolgende Abschnitt gibt einen Überblick über thematisch mit dieser Arbeit in Zusammenhang stehenden Veröffentlichungen der Vergangenheit.

Der Zusammenhang von Investitionskosten und Versorgungszuverlässigkeit kann mit Hilfe der Zuverlässigkeitsberechnung für elektrische Energieversorgungsnetze dargestellt und das zu erwartende, durchschnittliche Niveau der Versorgungszuverlässigkeit der angeschlossenen Kunden ermittelt werden (z.B. [14, 16, 17, 18]). Die Nachbildung der technischen Eigenschaften von Verteilungsnetzen, wie Alter von Betriebsmitteln und Aufbau der Netze, stehen dabei im Fokus, sodass deren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit bewertet wird.

Ergänzende Ansätze zur unternehmensindividuellen Abbildung der Mitarbeiterverfügbarkeit von Netzbetreibern finden sich in einer Arbeit von Wang und Billinton [19] und Alvehag und Söder [20]. Es werden variable Dauern, während derer Betriebsmittel gestört sind (die so genannte Aus-Dauer), in Abhängigkeit des Ausfallzeitpunktes (Tag / Nacht / Wochenende) aus statistischen Daten erhoben und in die Zuverlässigkeitsberechnung eingeführt. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich eine verminderte Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit (nachts und am Wochenende) in einer erhöhten Reparaturdauer niederschlägt, sodass eine erhöhte Genauigkeit in der Zuverlässigkeitsberechnung

erreicht wird. Die explizite Nachbildung von Veränderungen in der Organisationsform wird jedoch nicht möglich.

In der Vergangenheit wurde weiterhin das stochastische Verhalten von Betriebsprozessen in die Zuverlässigkeitsberechnung integriert. Dazu wurden sowohl durch nachträgliche Simulation in der analytischen Zuverlässigkeitsberechnung [17] wie auch in der Monte-Carlo-Simulation [14, 21, 22, 23, 24] Verteilungsfunktionen der Aus-Dauer von Betriebsmitteln integriert, sodass die Ergebniskenngrößen entsprechende Varianzen aufweisen. Dadurch finden verschiedene Dauern bis zur Wiederherstellung des ursprünglichen Betriebszustandes von Betriebsmitteln Berücksichtigung, sodass indirekt nicht nur die für jede Störung individuelle Reparaturdauer beschrieben wird, sondern auch die Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern zur Ausführung von Reparaturmaßnahmen. Sofern eine allgemeine statistische Grundlage herangezogen wird (bspw. [25]), entstammen diese Verteilungsfunktionen jedoch nicht einer bestimmten Organisation, sondern einer Vielzahl an Störungen unterschiedlicher Netzbetreiber. Es wird durch die Simulation von Verteilungsfunktionen eine höhere Genauigkeit der Ergebniskenngrößen erreicht, die Untersuchung ausgewählter Organisationen kann jedoch nicht erfolgen.

In [26] wird vorgeschlagen, für jeden manuell zu bedienenden Schalter einen individuellen Schaltverzug in Abhängigkeit der geographischen Lage des Betriebsmittels einzuführen. In [27] werden diese Ansätze dahingehend erweitert, dass die Zeitpunkte manueller Schalthandlungen im Mittelspannungsnetz anhand der Netztopologie ermittelt werden und so der tatsächlichen Reisezeit von Betriebsmitarbeitern Rechnung getragen wird. Diese Ansätze berücksichtigen dadurch den grundsätzlichen Reiseaufwand von Betriebspersonal, stellen jedoch nicht in Frage, ob und in welcher Quantität das Betriebspersonal bei Eintritt der Störung tatsächlich zur Durchführung von Schalthandlungen und Reparaturen zur Verfügung steht.

In [28] werden für die Implementierung einer Wiederversorgungsstrategie verschiedene Parameter wie Kosten, Bereitschaft der Kunden für Versorgungszuverlässigkeit zu zahlen und die in dem betrachteten Netzgebiet verfügbaren Betriebsmitarbeiter zur Durchführung von Schalthandlungen berücksichtigt. Ziel ist es, allgemeingültige Verteilungen der Dauer bis zur Durchführung von Schalthandlungen zu ermitteln. Diese sind nicht auf eine bestimmte Unternehmensstrukturierung zurückzuführen und berücksichtigen nur implizit die tatsächliche Verfügbarkeit der Betriebsmitarbeiter zum Störungseintrittszeitpunkt.

In weiteren Veröffentlichungen wird der Reparaturprozess in Verteilungsnetzen sehr ausführlich analysiert und die Abhängigkeit der Reparaturdauern von Anzahl, Verfügbarkeit und Zuständigkeit der Betriebsmitarbeiter modelliert [29]. Dieser Ansatz findet auch in der Zuverlässigkeitsberechnung von Transportnetzen Berücksichtigung, ohne jedoch Schalthandlungen in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von

Betriebsmitarbeitern zu ermitteln, da diese in Transportnetzen im Allgemeinen fernbedient ausgeführt werden [30]. Ferner erfolgt in den Arbeiten nicht die Modellierung der eingeschränkten Verfügbarkeit der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit. Eine eingeschränkte Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern fand in der Vergangenheit insbesondere Berücksichtigung bei der Untersuchung von Großstörungsereignissen und deren Auswirkungen auf die Kontinuität der elektrischen Energieversorgung [31, 32, 33, 34]. Dort werden optimale Unternehmensstrukturierungen für Transport- und Verteilungsnetze ermittelt, die die schnelle Wiederversorgung der unterbrochenen Kunden nach dem konzentrierten, parallelen Ausfall vieler Netzbetriebsmitteln ermöglichen z.T. unter Berücksichtigung beschädigter Straßeninfrastruktur. Bei der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit durch die Regulierungsbehörde in Deutschland sind Großstörungen in Folge außergewöhnlicher Wetterereignisse jedoch aus der Qualitätsregulierung explizit ausgenommen.

Gezielte Untersuchungen zu optimalen Strukturen des Netzbetriebs von Verteilungsnetzbetreibern und deren Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit wurden in der Vergangenheit insbesondere unter Vernachlässigung der Abbildung des tatsächlichen Netzaufbaus angestellt:

In [35] werden die Auswirkungen der Verzögerung bis zur Aktivierung von Betriebsmitarbeitern aus der Rufbereitschaft auf die Versorgungszuverlässigkeit beschrieben und statistische Verteilungen für diese abgeleitet. Auch werden verschiedene Fahrzeiten zwischen Schaltorten, die aufgrund unterschiedlicher Wiederversorgungsstrategien entstehen, sowie unterschiedliche Stationierungsstandorte von Netzersatzaggregaten berücksichtigt. Eine explizite Nachbildung der Verfügbarkeit und Spezialisierung von Betriebsmitarbeitern fehlt hier jedoch.

In dem Modell nach [36] findet diese begrenzte Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern Berücksichtigung, jedoch ohne näher auf die notwendige Spezialisierung der Betriebsmitarbeiter zur Durchführung einer Reparatur einzugehen. Als Optimierungsaufgabe wird nicht auf die Versorgungszuverlässigkeit abgehoben, sondern vielmehr versucht die Gesamtkosten des Netzbetriebes zu minimieren und die gleichmäßige Auslastung der Serviceteams zu gewährleisten. Die Eingangsdaten der Betrachtungen beruhen auf einfachen Kabel- und Freileitungsfehlern eines abgegrenzten Zeitabschnitts, sodass Veränderungen des Betriebsmittelbestandes, der Betriebsmitteltechnologien, des Schutzkonzepts etc. und die dadurch resultierenden Auswirkungen auf die untersuchten Ergebniskenngrößen keiner näheren Betrachtung unterzogen werden können.

In [10] wird ebenfalls auf die explizite und detaillierte Abbildung von Betriebsmitteln und Netzstrukturen verzichtet, gleichzeitig aber ein sehr detailliertes Modell zur Abbildung der Betriebsorganisation von Netzbetreibern vorgestellt. Mit Hilfe von standardisierten Störungsprofilen werden verschiedenen Phasen der Störungsbearbeitung

nachgebildet und auch die Anzahl und Spezialisierung von Betriebsmitarbeitern im Entstörungsprozess berücksichtigt. Die Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter in Abhängigkeit des Zeitpunkts des Störungseintritts wird variiert, sodass auch die begrenzte Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern im Falle von zeitlich parallelen Störungsereignissen berücksichtigt wird.

In [15] werden die Überlegungen zur Organisation von Netzbetreibern um ein Modell der Zuverlässigkeitsberechnung erweitert, sodass auch der Einfluss von Betriebsmittelbestand und Netzstrukturen auf die Versorgungszuverlässigkeit unter Berücksichtigung ausgewählter Ausfallarten in Verbindung mit der Betriebsorganisation berechnet werden kann. Es wird jedoch auf die detaillierte Modellierung unterschiedlicher Ausfallmodelle für Betriebsmittel zugunsten eines vorgegebenen Störungsprofils verzichtet.

Es lässt sich feststellen, dass die Zuverlässigkeitsberechnung zur detaillierten Nachbildung des Einflusses von Betriebsmitteln und Netzstrukturen auf die Versorgungszuverlässigkeit wissenschaftlich sehr breit akzeptiert ist. Verschiedene Modelle zur detaillierten Nachbildung von Betriebsstrukturen von Netzbetreibern haben die Auswirkungen von Veränderungen von Betriebsstrukturen auf Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit gezeigt.

Die beschriebenen Modelle haben jedoch alle gemein, dass sie starke Vereinfachungen nötig machen. Die Zuverlässigkeitsmodelle gehen von statischen Annahmen bei der Dimensionierung der Betriebsorganisation aus, die Betriebsmodelle sehen das Netz und damit das Störungsgeschehen als gegeben an.

## **1.4 Aufbau der Arbeit**

In der vorliegenden Arbeit wird zunächst ein Überblick über die Qualitätskomponente der Anreizregulierung gegeben, um einerseits die regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland zu beschreiben und andererseits die Möglichkeiten der Netzbetreiber aufzuzeigen, die Versorgungszuverlässigkeit zu beeinflussen.

Im darauf folgenden Kapitel werden die der Arbeit zugrundeliegenden Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung erläutert. Neben dem Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung werden die wichtigsten Ausfall- und Wiederversorgungsmodelle vorgestellt. Ebenso werden die Modelle der Betriebssimulation erläutert, welche als Basis dieser Arbeit dienen. Es wird auf die Abbildung der Organisationsformen und der Betriebsmitarbeiter eingegangen.

Die Kombination der vorgestellten Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation wird in Kapitel 4 vorgestellt. Dort wird neben den Erweiterungen der Zuverlässigkeitsberechnung und der Betriebssimulation sowie deren Zusammenwirken

auch vorgestellt, welche Bewertungsmöglichkeiten sowohl von Versorgungszuverlässigkeit wie auch Organisationsgüte und Kosten mit Hilfe des Gesamtmodells möglich sind.

Diese werden ebenfalls in der sich anschließenden Beispielberechnung deutlich, in der einerseits prinzipielle Zusammenhänge in der Simulation von Netz und Netzbetrieb, andererseits eine übergreifende Optimierung von Netz und Netzbetrieb vorgestellt werden.

## **2 Qualitätskomponente in der Anreizregulierung**

### **2.1 Hintergrund der Anreizregulierung**

Grundsätzlich sind Netze der elektrischen Energieversorgung natürliche Monopole, da es aus volkswirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll ist Parallelsysteme aufzubauen [37]. In diesen so genannten Angebotsmonopolen steht ein einziger großer Anbieter einer Vielzahl an Nachfragern gegenüber, sodass der Anbieter eine umfassende Marktmacht besitzt und über Preise und Absatzmengen zu seinen Gunsten entscheiden kann [38]. Monopole bieten also keine Anreize für das monopolbesitzende Unternehmen Kostenminderungen zu erwirtschaften und an die Kunden weiterzugeben, da kein drittes Unternehmen ineffiziente Strukturen durch Konkurrenzangebote ausnutzen kann. Deshalb hat die Anreizregulierungsverordnung [6] zum Ziel, den Transport- und Verteilungsnetzbetreibern in ihrem natürlichen Monopol Anreize zu liefern, ihre Kosten einem effizienten Minimum anzunähern. Sofern Regulierungsinstrumente jedoch ausschließlich auf Kostenreduzierungen ausgelegt sind, können die gewünschten Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber dazu führen, dass Kostenreduktionen zu Lasten der Versorgungsqualität ausgeführt werden [39, 40]. Vor diesem Hintergrund sind Kostenregulierungsinstrumente um Mechanismen zur Qualitätssteuerung ergänzt worden, mit dem grundsätzlichen Ziel, einen langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb der Energieversorgungsnetze sicherzustellen [6, 41].

Im folgenden Abschnitt wird eine umfassende Definition von Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit vorgestellt, um die verschiedenen Aspekte der Versorgungsqualität voneinander abgrenzen zu können. Im Anschluss wird ein Überblick über die Instrumente zur Qualitätsregulierung gegeben, um die Rahmenbedingungen und Besonderheiten in der Qualitätsregulierung in Deutschland herauszustellen. Abgeschlossen wird das Kapitel mit einer Beschreibung der Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit.

## 2.2 Definition der Versorgungszuverlässigkeit

### 2.2.1 Versorgungszuverlässigkeit als Teil der Versorgungsqualität

Formal wird der Begriff der *Zuverlässigkeit* in der DIN EN 40041 [42] wie folgt definiert:

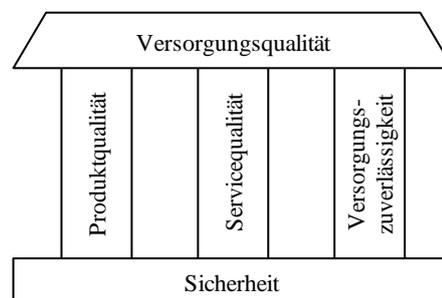
*Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen.*

Er wird ferner als Teilaspekt des Qualitätsbegriffs definiert:

*Teil der Qualität im Hinblick auf das Verhalten der Einheit während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen.*

Die Versorgungszuverlässigkeit ist folglich als die Fähigkeit eines Versorgungssystems, während einer bestimmten Zeitspanne seine Versorgungsaufgabe unter gegebenen Randbedingungen zu erfüllen, zu verstehen.

Angewendet auf den Bereich der elektrischen Energieversorgung lässt sich der Zusammenhang zwischen der (Versorgungs-) Qualität, der (Versorgungs-) Zuverlässigkeit und den technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen anschaulich anhand von Abbildung 2.1 nachvollziehen.



**Abbildung 2.1: Teilaspekte der Versorgungsqualität (angelehnt an [43])**

Die Basis der Versorgungsqualität bildet dabei die so genannte *Sicherheit* [44], die sich in drei Teilaspekte aufgliedern lässt:

- Die *Versorgungssicherheit* beschreibt die langfristige Sicherung einer ausreichenden Erzeugungskapazität im Energieversorgungssystem zur jederzeitigen Deckung der Last.
- Die *Systemsicherheit* wird durch einen stabilen und zulässigen Systemzustand des Energieversorgungssystems beschrieben.
- Die *Gewährleistung der Sicherheit vor Gefahren und Beschädigungen* ist der dritte Teilaspekt. Sie kann als die Fähigkeit eines Energieversorgungssystems, Schäden für Menschen und die Umwelt sowohl im regulären Betriebszustand wie auch nach Eintritt eines Fehlers zu vermeiden, verstanden werden.

Die *Produktqualität* beschreibt die technische Qualität des durch ein Energieversorgungssystem übertragenen Produktes. Im Bereich der Stromnetze wird unter der Produktqualität die Spannungsqualität und damit der zeitliche Verlauf der Spannung und ihrer zulässigen Abweichungen verstanden [45]. Die in der Norm beschriebenen Mindeststandards der Spannungsqualität sind eine einzuhaltende Randbedingung im Rahmen der Sicherstellung der Versorgungsqualität.

Die *Servicequalität* bildet die zweite Säule der Versorgungsqualität und beschreibt insbesondere das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Kunden [46]. Unter ihr ist beispielsweise die Dauer für die Erstellung von Hausanschlüssen, die Qualität (Korrektheit, Dauer) der Rechnungslegung oder die Bearbeitungsdauer im Falle von Beschwerden zu verstehen.

Unter der *Versorgungszuverlässigkeit* als der dritten Säule der Versorgungsqualität wird die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes verstanden, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren [47]. Die Versorgungszuverlässigkeit wird in ihren Auswirkungen auf die Kunden durch die Dauer, das Ausmaß und die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen beschrieben. Die Ursache einer Versorgungsunterbrechung ist in der Regel ein *Fehler* an einem Betriebsmittel, dessen Folge der *Ausfall* des Betriebsmittels ist, sodass es zu Abschaltung von Kunden kommt. Der Vorgang vom Zeitpunkt des Eintretens des Fehlers bis zur Wiederherstellung des ursprünglichen Netzzustandes wird als *Störung* bezeichnet.

International existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit, deren Aussagefähigkeit und Verbreitung zum Teil stark differieren.

Die gängigsten Größen, aus denen bei Bedarf weitere Kenngrößen ermittelt werden können, sind im Folgenden kurz beschrieben (bspw. [48, 49, 50, 51]). Zu unterscheiden ist hier prinzipiell zwischen Kenngrößen, die die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kunden quantifizieren, und solchen, die die systemweite Versorgungszuverlässigkeit beschreiben.

### 2.2.2 Kundenbezogene Versorgungszuverlässigkeit

Die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen*  $H_U$  beschreibt die Anzahl von Versorgungsunterbrechungen von Kunden bezogen auf einen Betrachtungszeitraum, welcher zumeist ein Jahr umfasst. Die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ist die Summe der Ausfallhäufigkeiten der Betriebsmittel oder Kombinationen von Betriebsmitteln, deren Ausfall zu einer Versorgungsunterbrechung führt.

Die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen*  $T_U$  beschreibt die mittlere Zeitspanne, in der Kunden ohne Versorgung sind, bevor die vollständige

Wiederversorgung erfolgt ist. Üblicherweise wird dieser Wert in Minuten oder Stunden angegeben.

Die *Nichtverfügbarkeit*  $Q_U$  (auch: Unterbrechungswahrscheinlichkeit) ist eine abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus mittlerer Häufigkeit und mittlerer Dauer von Versorgungsunterbrechungen ergibt. Die Nichtverfügbarkeit kann sowohl dimensionslos, wie auch in Minuten pro Jahr angegeben werden und beschreibt dann die zu erwartende, mittlere Dauer der Versorgungsunterbrechung einzelner Kunden innerhalb eines Jahres.

Obwohl die vorgenannten Kennzahlen essentiell zur Beschreibung des Ausfallverhaltens eines Kunden sind, fehlt ihnen doch die Aussagekraft hinsichtlich der tatsächlichen Auswirkungen auf die betroffenen Kunden. Die (*kumulierte*) *unterbrochene Leistung*  $L_U$  beschreibt dazu die gesamte unterbrochene Leistung eines Kunden innerhalb eines Betrachtungszeitraumes. Sie wird aus dem Produkt der Häufigkeit und der unterbrochenen Leistung jeder Versorgungsunterbrechung gebildet und ist unabhängig von der Dauer der Versorgungsunterbrechung. Unter der Kennzahl *nicht zeitgerecht gelieferte Energie*  $E_u$  wird die Summe der nicht gelieferten Energie innerhalb eines Betrachtungszeitraumes verstanden. Sie ist eine abgeleitete Kenngröße, in die neben der Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit auch die unterbrochene Leistung einfließt.

### 2.2.3 Systembezogene Versorgungszuverlässigkeit

Die DISQUAL<sup>1</sup>-Arbeitsgruppe der UNIPEDE<sup>2</sup> hat weitere systembezogene Kriterien zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit entworfen [52], die in international übliche Kennzahlenbezeichnungen überführt wurden [53]. Dadurch ist die Ermittlung der Versorgungszuverlässigkeit international vergleichbar anhand der im Folgenden erläuterten Kenngrößen möglich.

Der *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) beschreibt die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen von Kunden in einem betrachteten Energieversorgungssystem innerhalb eines festen Betrachtungszeitraumes. Zur Berechnung der Kenngröße wird die Anzahl aller von Versorgungsunterbrechungen betroffenen Kunden auf die Gesamtanzahl der Kunden im betrachteten Energieversorgungssystem bezogen. Die Kenngröße SAIFI wird im Allgemeinen in  $1/a$  angegeben.

---

<sup>1</sup> Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality

<sup>2</sup> Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (Internationale Union der Erzeuger und Verteiler elektrischer Energie)

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Anzahl aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kunden}} = \frac{\sum_i H_{U,i} N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.1)$$

mit:

$H_{U,i}$  Unterbrechungshäufigkeit des Verbraucherknottes  $i$  im Betrachtungszeitraum

$N_i$  Anzahl der am Verbraucherknoten  $i$  angeschlossenen Kunden

Der *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) beschreibt die Dauer von Versorgungsunterbrechungen für die Kunden innerhalb eines Energieversorgungssystems während eines festgelegten Betrachtungszeitraumes und wird auch als die *mittlere Nichtverfügbarkeit* bezeichnet. Der SAIDI wird im Allgemeinen in Minuten oder Stunden angegeben. Wenn der Bezugszeitraum ein Jahr ist, wird er auch in min/a angegeben.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kunden}} = \frac{\sum_i T_{U,i} N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.2)$$

mit:

$T_{U,i}$  Unterbrechungsdauer des Verbraucherknottes  $i$

$N_i$  Anzahl der am Verbraucherknoten  $i$  angeschlossenen Kunden

Der *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI) beschreibt die mittlere Dauer, die zur Wiederherstellung der Versorgung von Kunden innerhalb des betrachteten Energieversorgungssystems benötigt wird. Mathematisch errechnet sich diese wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{CAIDI} &= \frac{\text{Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kundenunterbrechungen}} \\ &= \frac{\sum_i T_{U,i} N_i}{\sum_i H_{U,i} N_i} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \end{aligned} \quad (2.3)$$

mit:

$H_{U,i}$  Unterbrechungshäufigkeit des Verbraucherknottes  $i$  im Betrachtungszeitraum

$T_{U,i}$  Unterbrechungsdauer des Verbraucherknottes  $i$

$N_i$  Anzahl der am Verbraucherknoten  $i$  angeschlossenen Kunden

Der *Average System Interruption Duration Index* (ASIDI) beschreibt die Dauer von Versorgungsunterbrechungen ähnlich wie die Kenngröße SAIDI. Der Bezug erfolgt jedoch nicht auf die Anzahl unterbrochener Kunden, sondern auf die installierte Bemessungsscheinleistung der gespeisten Kunden- oder Ortsnetztransformatoren in einem Netz. Diese Kenngröße wird häufig für die Bewertung von Mittelspannungsnetzen herangezogen [41].

$$\text{ASIDI} = \frac{\text{Summe der Dauern aller Lastunterbrechungen}}{\text{Summe der angeschlossenen Leistung}} = \frac{\sum_i T_{U,i} L_i}{\sum_i L_i} \quad (2.4)$$

mit:

- $T_{U,i}$  Unterbrechungsdauer des Verbraucherknotts  $i$
- $L_i$  Gespeiste installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren am Verbraucherknoten  $i$

## 2.3 Regulierung der Versorgungsqualität

### 2.3.1 Instrumente der Qualitätsregulierung

Grundsätzlich kann die Versorgungsqualität auf verschiedene Arten einer Regulierung unterzogen werden [54]. Im Allgemeinen werden Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit verwendet, um die Mechanismen der Qualitätsregulierung anzuwenden. Es kann prinzipiell zwischen indirekten und direkten Instrumenten, bei deren Umsetzung die Regulierungsbehörden einen stärkeren bzw. schwächeren Einfluss nehmen, unterschieden werden.

*Indirekte Instrumente* haben zum Ziel, die Kunden umfassender über die vorherrschende Versorgungsqualität zu informieren und dadurch eine Drucksituation in der Öffentlichkeit zu schaffen, in deren Folge Netzbetreiber die Anpassung der Versorgungsqualität anstreben.

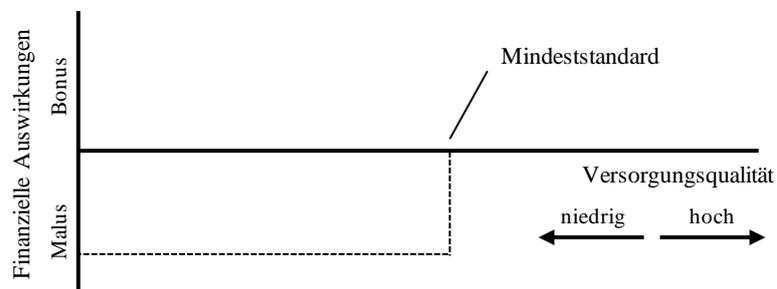
*Direkte Instrumente* sehen die unmittelbare Vorgabe von Zielgrößen (bspw. minimale Standards zu Häufigkeit oder mittlerer Dauer von Versorgungsunterbrechungen) oder Anpassungsmechanismen (Anreizsysteme) durch Regulierungsbehörden vor. Sie setzen direkte monetäre Anreize für die Netzbetreiber zur Anpassung der Versorgungsqualität.

### 2.3.2 Indirekte Instrumente

Die Veröffentlichung von systemweiten Qualitätskenngrößen der Netzbetreiber, wie bspw. die Kenngröße SAIDI, stellt ein indirektes Instrument der Qualitätsregulierung dar. Durch die Veröffentlichung standardisierter Qualitätskennzahlen wird die Vergleichbarkeit der Qualität verschiedener Netzbetreiber ermöglicht, sodass Kunden das ihnen gebotene Qualitätsniveau bewerten können. Dadurch kann ein öffentlicher Druck zur Bereitstellung einer von den Kunden als adäquat empfundenen Versorgungsqualität erzeugt werden, auch wenn die Kunden weiterhin kaum die Möglichkeit besitzen das leitungsgebundene Produkt (hier Elektrizität) zu substituieren. Gebietsstrukturelle Unterschiede wie die Lastdichte in einem bestimmten Versorgungsgebiet oder der Anteil von Freileitungen am Gesamtleitungsbestand, die zum Teil einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungsqualität haben [41], bewirken, dass bspw. Betreiber von Netzen mit ländlichem Charakter eine schlechtere Versorgungsqualität erreichen können als Betreiber von städtischen Netzen. Diese Unterschiede können durch die Kunden bei einem Vergleich nur schwierig ins Kalkül einbezogen werden. Dies führt zu dem Schluss, dass indirekte Instrumente der Regulierung der Versorgungsqualität insbesondere bei der Betrachtung von Netzen mit ähnlichen Strukturen sinnvoll sind.

### 2.3.3 Festlegung von minimalen Standards

Direkte Regulierungsinstrumente wie die Vorgabe minimaler Standards finden bereits seit den 90er Jahren Anwendung in verschiedenen Ländern Europas (bspw. Großbritannien, Spanien und Niederlande [46, 55]). Sie haben zum Ziel, einen festgelegten Standard der Versorgungsqualität in einem Netzgebiet zu etablieren. Sofern der vorgegebene minimale Standard unterschritten wird, sind Kompensationszahlungen (so genannte Pönalen) von den Netzbetreibern an die Kunden zu entrichten [56] (Abbildung 2.2).



**Abbildung 2.2: Zusammenhang von Versorgungsqualität und Erlösen bei Anwendung minimaler Standards**

Wird ein systemweiter Standard vorgegeben (bspw. ein maximal zulässiger SAIDI), kann eine vergleichsweise gute mittlere Versorgungsqualität nicht davor schützen, dass

einzelner Kunden aufgrund netzstruktureller Besonderheiten ein inakzeptables Niveau der Versorgungsqualität erfahren. Um auch diesen Umstand in die Betrachtungen einzubeziehen, können systemweite Standardvorgaben weitergehend detailliert werden. Die Einführung von kundenbezogenen Standards ermöglicht dann die kundenindividuelle Bewertung der Versorgungsqualität und damit auch die individuelle Pönalisierung.

Im weiteren Sinne kann die Festlegung von minimalen Standards auch als ein Anreizsystem zur Lieferung einer bestimmten, vorgegebenen Versorgungsqualität durch Netzbetreiber verstanden werden. Allerdings handelt es sich jeweils um einen einzelnen Standard – dem minimalen Standard – den es zu erreichen gilt. Darüber hinaus werden keine Anreize gesetzt die Versorgungsqualität anzupassen. Vielmehr wird ein Netzbetreiber versuchen, lediglich den minimalen Vorgaben der Versorgungsqualität zu genügen.

#### 2.3.4 Anreizsysteme der Qualitätsregulierung

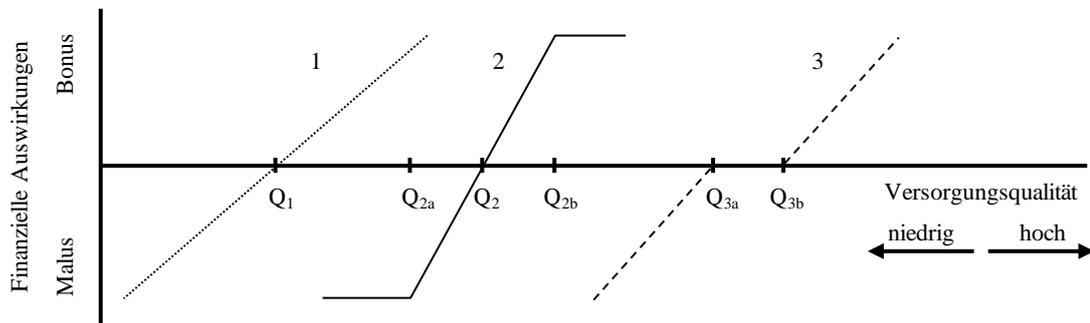
Grundsätzlich stellen Anreizsysteme der Qualitätsregulierung einen kontinuierlichen Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und einer monetären Größe her, sodass sie als Erweiterung von minimalen Standards gelten können. In Abhängigkeit der Regulierungsziele können verschiedene Anreizsysteme der Qualitätsregulierung Anwendung finden, die in unterschiedlichem Maße auf die Erlössituation der Netzbetreiber wirken. Abbildung 2.3 zeigt die Zusammenhänge zwischen Versorgungsqualität und finanziellen Auswirkungen von drei Anreizsystemen der Qualitätsregulierung.

Anreizsystem 1 beschreibt einen linearen Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und finanziellen Auswirkungen. Netzbetreiber, die eine höhere Versorgungsqualität als die Referenz- bzw. Zielqualität  $Q_1$  bereitstellen, erhalten einen Bonus auf ihre Erlösobergrenze, genauso wie ein Abschlag fällig wird, sofern diese Versorgungsqualität geringer ist. Der mathematische Zusammenhang von Erlösen und Versorgungsqualität wird im Allgemeinen als *Qualitäts-Erlös-Funktion* bezeichnet, die Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion als *Anreizrate*.

Dieser Mechanismus wird in Anreizsystem 2 um eine Kappung der maximal möglichen Boni und Mali ergänzt. Damit werden die finanziellen Auswirkungen bei Netzbetreibern mit einer Versorgungsqualität unterhalb von  $Q_{2a}$  begrenzt. Bei einer Versorgungsqualität oberhalb von  $Q_{2b}$  sind die Erlösmöglichkeiten für die Netzbetreiber gedeckelt. Außerhalb der Grenzen  $Q_{2a}$  und  $Q_{2a}$  werden den Netzbetreibern somit keine Anreize zur Anpassung der Versorgungsqualität vorgegeben.

In dem Anreizsystem 3 wird ein Bereich zwischen  $Q_{3a}$  und  $Q_{3b}$  eingeführt, in dem sich die Veränderung der Versorgungsqualität nicht monetär beim Netzbetreiber bemerkbar macht. Dies verhindert auf der einen Seite zwar eine stärkere Anreizwirkung zur

Anpassung der Versorgungsqualität, begünstigt Netzbetreiber jedoch dahingehend, dass sich Schwankungen der Versorgungsqualität nicht unmittelbar auf die Erlöse auswirken.



**Abbildung 2.3: Zusammenhänge zwischen Versorgungsqualität und finanziellen Auswirkungen beispielhafter Anreizsysteme der Qualitätsregulierung (angelehnt an [54])**

Prinzipiell bewirkt ein Anreizsystem möglich, eigenständige Kosten-Qualitäts-Optimierungen durchzuführen, da Kosten der Versorgungsqualität auf Kundenseite zu internen Kosten der Netzbetreiber werden. Ziel der Netzbetreiber muss es also sein, ein für das Unternehmen individuelles Optimum der Erlössituation zu erreichen, in dem die Differenz aus den Kosten aufgrund der vorliegenden Versorgungsqualität und den zugestandenen Erlösen maximal ist (vgl. auch Abbildung 1.1). Die Optimierung der Versorgungsqualität eines Netzbetreibers kann dabei grundsätzlich auf zwei Weisen erfolgen:

- Eine Reduktion der Versorgungsqualität kann sinnvoll sein, wenn sich die resultierenden Erlöse weniger stark vermindern als die mit der Maßnahme in Zusammenhang stehenden Kosten.
- Eine Verbesserung der Versorgungsqualität ist anzustreben, wenn im Zusammenhang mit der untersuchten Maßnahme die Erlöse im Vergleich zu den Kosten überproportional steigen.

Beiden Prinzipien gemein ist, dass die Grenzerlöse  $\Delta E$ , die aus der veränderten Versorgungsqualität erwachsen, den Grenzkosten  $\Delta K$ , die zur Realisierung der Änderung der Versorgungsqualität aufgebracht werden müssen, zumindest entsprechen müssen [38]:

$$\Delta K \leq \Delta E \quad (2.5)$$

Abbildung 2.4 zeigt das Prinzip der qualitätsgetriebenen Optimierung eines Netzbetreibers anhand einer empfehlenswerten Optimierungsmaßnahme (Optimierung I) und anhand eines Optimierungsvorganges, der nicht zum gewünschten Mehrerlös führt (Optimierung II). Die Optimierung I beschreibt den Vorgang einer Verbesserung der Versorgungsqualität eines Netzbetreibers. Vor der Durchführung der Optimierungsmaßnahme befindet sich die Versorgungsqualität auf dem Niveau  $Q_{\text{vor1}}$ . Es ergibt sich eine Erlössituation entsprechend des Punktes 1a auf der Qualitäts-Erlös-Funktion. Zur

Erreichung des Qualitätsniveaus  $Q_{nach1}$  im Punkt 1b entstehen dem Netzbetreiber jährliche Kosten in Höhe von  $\Delta K_1$ . Die sich ergebenden Mehrerlöse  $\Delta E_1$  übersteigen die aufgebrachten Kosten  $\Delta K_1$ , sodass die Optimierungsmaßnahme I einen positiven Deckungsbeitrag aufweist. Die Optimierung II sieht die Bewegung auf der Qualitäts-Erlös-Funktion von Punkt 2a nach 2b – also die Absenkung der Versorgungsqualität um  $\Delta Q_2$  – vor. Der Netzbetreiber strebt die Einsparung jährlicher Kosten in Höhe von  $\Delta K_2$  an, beispielsweise durch verminderten Wartungs- und Instandhaltungsaufwand im Netz, und nimmt dadurch eine verminderte Versorgungsqualität seiner Kunden in Kauf ( $Q_{nach2} < Q_{vor2}$ ). Die daraus resultierende Erlösminderung  $\Delta E_2$  übersteigt jedoch die kostenseitigen Einsparungen  $\Delta K_2$ , sodass sich eine negative Auswirkung auf den Deckungsbeitrag ergibt und die Optimierungsmaßnahme II nicht realisiert werden sollte.

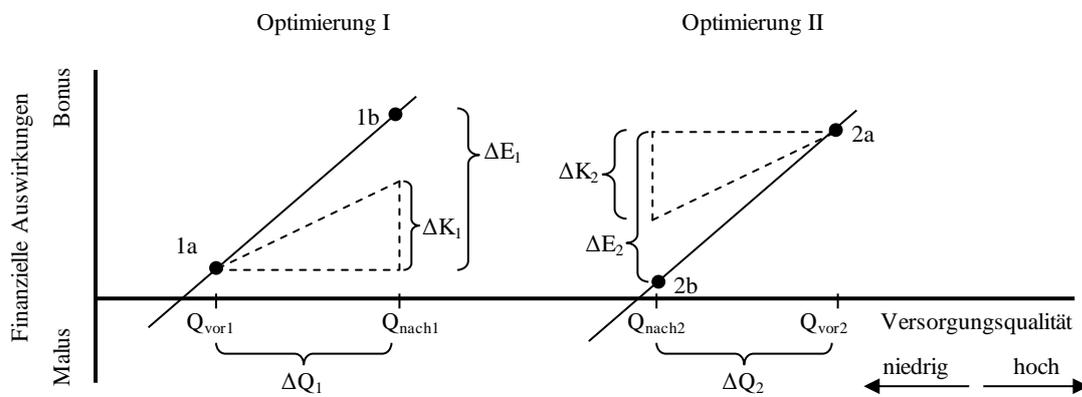


Abbildung 2.4: Optimierungsmöglichkeiten anhand der Qualitäts-Erlös-Funktion

## 2.4 Versorgungszuverlässigkeit und Qualitätsregulierung in Deutschland

Der Vergleich der Versorgungszuverlässigkeit in Europa [57, 58] zeigt deutlich, dass in Deutschland ein vergleichsweise hohes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit vorliegt. Den Kunden werden – ähnlich wie in den Niederlanden, Frankreich und Österreich - von je her eine geringere Anzahl und gleichzeitig auch kürzere Versorgungsunterbrechungen zugemutet, als in einigen südeuropäischen Ländern. Dies ist insbesondere auf die historisch hohen Anforderungen des Technologiestandortes Deutschland und auf die darauf aufbauend entwickelten Planungsprämissen und Betriebsstrategien der Netzbetreiber zurückzuführen. Aufgrund der in den Netzebenen der Hoch- und Höchstspannung in Deutschland üblichen n-1-Sicherheit [59], der zu Folge der Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels nicht zu einer Versorgungsunterbrechung von Kunden führen darf, ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen mit Ursache im Hoch- und Höchstspannungsnetz sehr gering, sodass für diese Netzebenen keine belastbaren Daten über die Versorgungszuverlässigkeit vorliegen [7]. Die Darstellung der

Entwicklung der mittleren Nichtverfügbarkeit (SAIDI) über die Jahre von 2006 bis 2011 in Abbildung 2.5 beschränkt sich deshalb auf die Netzebenen der Nieder- und Mittelspannung. Die Nichtverfügbarkeit hat sich seit 2006 von in Summe 24,4 Minuten bis ins Jahr 2009 auf 17,3 Minuten vermindert. Seit dem kann von einem stagnierenden Verlauf gesprochen werden, da sich die mittlere Nichtverfügbarkeit nur gering auf 18,5 Minuten im Jahr 2012 verschlechtert hat. Es zeigt sich ferner, dass die deutschlandweite Nichtverfügbarkeit im Mittel über die Jahre 2006 bis 2012 zu einem großen Anteil aus der Mittelspannungsebene herrührt, sodass ihr bei der Betrachtung von Qualitätsfragen stets eine wichtige Rolle zukommt.

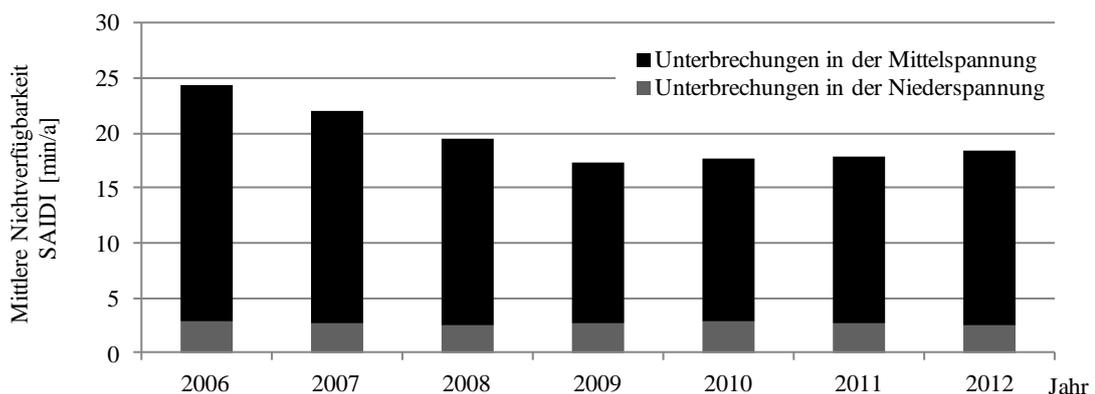
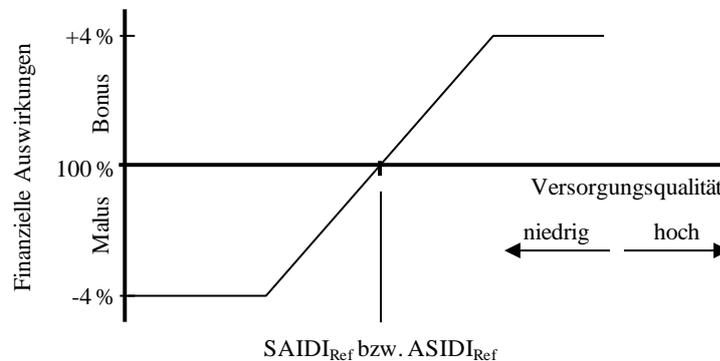


Abbildung 2.5: Entwicklung der Kenngröße SAIDI in Deutschland von 2006 bis 2012 [60]

Die Anreizregulierungsverordnung [6] sieht nach §18 grundsätzlich vor, die „Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ durch Vorgaben zu gewährleisten, sodass diese beobachtet, gemessen und bewertet werden müssen. Entsprechend wurde mit dem Beschluss der Regulierungsbehörden zur Ausgestaltung des Qualitätselements eine Qualitätsregulierung eingeführt, die im Bereich der Stromnetze die Versorgungszuverlässigkeit der Verteilungsnetze zum Gegenstand hat und diese in monetäre Größen überführt. In Deutschland findet für die Mittel- und Niederspannungsnetze eine integrierte Preis- und Qualitätsregulierung anhand einer gekappten Qualitäts-Erlös-Funktion Anwendung (Abbildung 2.6). Die Begrenzung des finanziellen Risikos auf Seiten der Netzbetreiber erfolgt auf 4 % der Erlösobergrenze abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die vorgelagerten Netzebenen [7].

Die Ermittlung der systemweiten Versorgungsqualität der Netzbetreiber erfolgt anhand der Versorgungszuverlässigkeitskenngrößen SAIDI (für die Niederspannungsnetze) und ASIDI (für die Mittelspannungsnetze). In die Ermittlung der Kenngrößen SAIDI und ASIDI fließen ausschließlich Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von wenigstens 3 Minuten ein, deren Störungsursachen auch in der entsprechenden Netzebene zu finden sind. Ferner werden geplante Unterbrechungen mit einem Korrekturfaktor von 0,5 berücksichtigt. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ werden bei der Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeits-

kenngrößen im Rahmen der Qualitätsregulierung nicht berücksichtigt [7]. Damit sind auch Großstörungsereignisse aufgrund von außergewöhnlichen elementaren Naturkräften nicht im Fokus der Qualitätsregulierung.



**Abbildung 2.6: Qualitäts-Erlös-Funktion der Qualitätsregulierung Deutschlands (angelehnt an [41])**

Für jeden Netzbetreiber wird ein so genannter Referenzwert der Versorgungszuverlässigkeit durch die Bundesnetzagentur ermittelt. Dieser beschreibt das für die vorliegende Lastdichte typische Niveau der Versorgungszuverlässigkeit und stellt den Schnittpunkt der unternehmensindividuellen Qualitäts-Erlös-Funktion mit der horizontalen Achse dar. Die Ermittlung von Bonus und Malus jedes Netzbetreibers erfolgt durch die Multiplikation der Differenz zwischen individuellem Wert der Versorgungszuverlässigkeit und Referenzwert mit der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher im Netz und dem so genannten Monetarisierungsfaktor (jeweils des Kalenderjahres 2009):

$$\text{Bonus bzw. Malus} = (Y_{\text{Ref},j} - Y_{\text{Ind},j}) \cdot n_j \cdot m \quad (2.6)$$

mit:

$m$  Monetarisierungsfaktor des Kalenderjahres 2009

$n_j$  Anzahl Letztverbraucher des Kalenderjahres 2009 in der Netzebene  $j$

$Y_{\text{Ref},j}$  Errechneter Referenzwert der Kenngröße der Netzebene  $j$

$Y_{\text{Ind},j}$  Individuelle Kenngröße der Netzebene  $j$

Der Monetarisierungsfaktor drückt dabei den volkswirtschaftlichen Wert des entgangenen Nutzens verschiedener Lastgruppen (Haushalte, landwirtschaftliche Unternehmen, Produktionsbetriebe etc.) aufgrund von verminderter Versorgungsqualität aus, er liegt bei derzeit 18 Cent je Kunde, Minute SAIDI bzw. ASIDI und Jahr [7, 41]. Er kann dahingehend interpretiert werden, dass einem einzelnen Kunden ein Nutzen (Freizeit, Produktivität etc.) im Gegenwert von 18 ct entgeht, wenn er eine Minute pro Jahr eine Versorgungsunterbrechung erfährt.

In der ersten Periode der Qualitätsregulierung in Deutschland wurde 143 Verteilungsnetzbetreibern ein qualitätsbedingter Bonus auf die Erlösobergrenze gewährt. 59 Netzbetreiber wurden mit einem Malus für vergleichsweise schlechte Versorgungsqualität in ihrem Netzgebiet bestraft. Die Bonus-Zuschläge bzw. Malus-Abschläge haben zwischen ca. 4.000.000 Euro und ca. -4.000.000 Euro gelegen [60]. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Versorgungszuverlässigkeit der Mehrzahl der Netzbetreiber sehr nah an den jeweiligen gebietsstrukturellen Referenzwerten lag und die dadurch resultierenden Boni bzw. Mali entsprechend gering ausfielen (Abbildung 2.7).

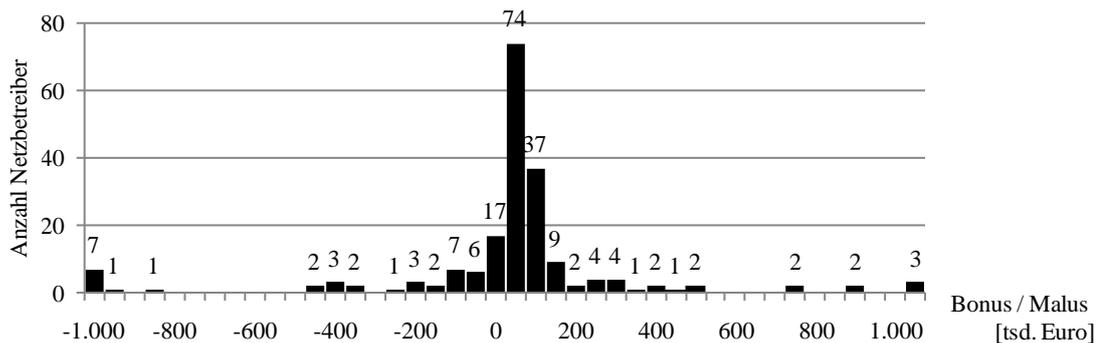


Abbildung 2.7: Bonus-Zuschläge- bzw. Malus-Abschläge nach der ersten Periode der Qualitätsregulierung (angelehnt an [60])

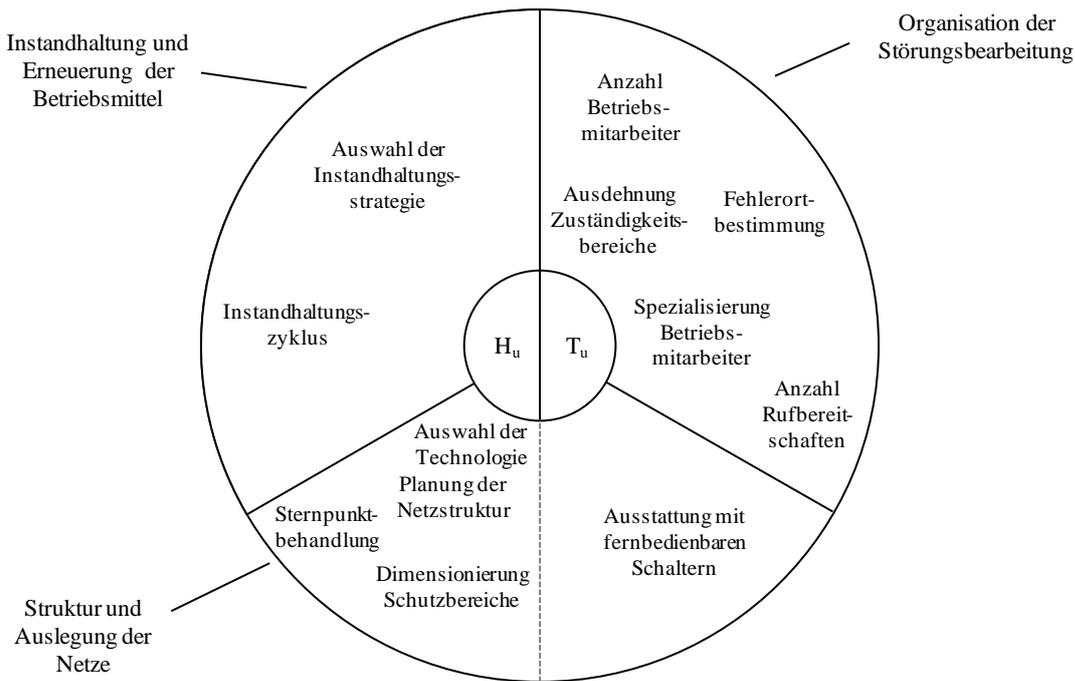
## 2.5 Möglichkeiten zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit

### 2.5.1 Übersicht

Wie Abschnitt 2.4 gezeigt hat, haben Störungen mit Ursache in der Mittelspannung den größten Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland. Gleichzeitig können die Netzbetreiber gerade in den Netzen der Mittelspannungsebene die Versorgungszuverlässigkeit auf unterschiedlichste Arten sehr stark beeinflussen. Dies sind [44, 61]:

- Änderung von Struktur und Auslegung der Netze
- Änderung des Vorgehens bei Instandhaltung und Erneuerung von Betriebsmitteln
- Änderung der Organisation der Störungsbearbeitung

Die wichtigsten aus diesen drei Bereichen erwachsenden Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit sind in Abbildung 2.8 dargestellt. Im Folgenden werden die dargestellten Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit näher erläutert.



**Abbildung 2.8: Übersicht der Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit**

## 2.5.2 Struktur und Auslegung der Netze

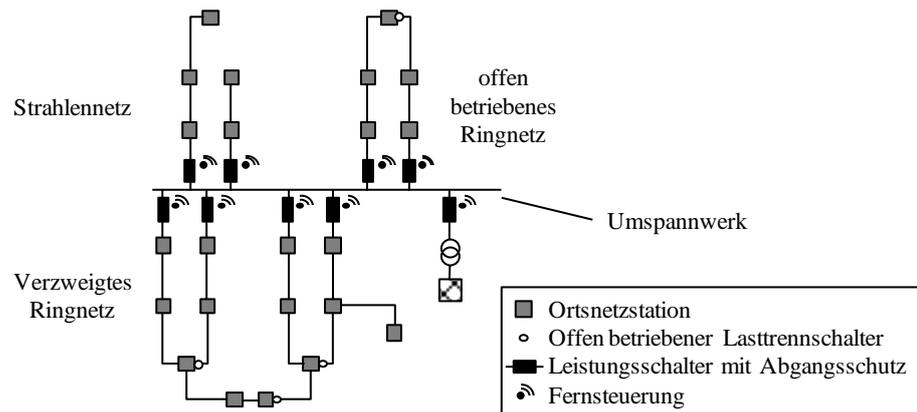
Netzbetreiber können durch Anpassung der Struktur von Mittelspannungsnetzen und beim Prozess der Auslegung über verschiedene Hebel das Störungsgeschehen und damit die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen.

Mittelspannungsnetze sind zumeist als *Strahlen-*, *Ring-* und in Einzelfällen auch *Maschennetze* aufgebaut [62] (vgl. auch Abbildung 2.9). In Strahlennetzen liegt keine redundante leitungsgebundene Möglichkeit der Versorgung von Kunden vor, sodass im Falle von Versorgungsunterbrechungen die Wiederversorgung erst nach Reparatur des gestörten Betriebsmittels oder durch den Einsatz von Netzersatzaggregaten möglich ist. In Netzen mit offen betriebenen Ringleitungen hingegen kann im Allgemeinen die Wiederversorgung (nach der Freischaltung des fehlerhaften Betriebsmittels) durch eine rückwärtige Wiederversorgung über einen alternativen Kabelstrang erfolgen. Die Versorgungszuverlässigkeit von Strahlennetzen ist im Allgemeinen schlechter als die von Ring- oder Maschennetzen, da zur Wiederversorgung keine schnellen Schalthandlungen möglich sind [63].

Die Netzstrukturen unterscheiden sich mit Blick auf die resultierende Versorgungszuverlässigkeit auch dahingehend, dass sie – vorausgesetzt es liegt die gleiche Versorgungsaufgabe vor – unterschiedliche minimale Leitungslängen aufweisen, die zur Einbindung der Kunden notwendig sind. In Strahlennetzen sind diese durch geringere Redundanzen und deshalb fehlende Querverbindungen geringer als in

Ringstrukturen, sodass prinzipiell die Häufigkeit von Störungsereignissen im Gesamtnetz geringer ist.

In der Praxis treten häufig Kombinationen von Strang- und Ringstrukturen auf (bspw. verzweigte Ringnetze), was auf betriebsindividuelle Planungsgrundsätze, aber auch gebietsstrukturelle Besonderheiten zurückzuführen ist. Insbesondere in ländlich geprägten Netzen sind vielfach auch Ringstrukturen zu finden, in die einzelne Kunden über Stiche eingebunden sind.



**Abbildung 2.9: Aufbau verschiedener Formen von Mittelspannungsnetzen (angelehnt an [62])**

In Netzen der Mittelspannungsebene sind im Allgemeinen eine Vielzahl an Netzknoten und Leitungen zu einem *Auslösebereich* zusammengefasst, da lediglich am Abgang im Umspannwerk ein Schutzgerät mit entsprechendem Leistungsschalter vorliegt. Im Störfall wird dann der gesamte Auslösebereich abgeschaltet. Die Versorgungszuverlässigkeit von Kunden mit Anschluss in großen Auslösebereichen ist somit im Allgemeinen schlechter, als wenn der Netzbetreiber kleine Auslösebereiche (bspw. durch zusätzliche Schutzeinrichtungen) konzipieren würde [63].

Die Art der *Sternpunktbehandlung* eines Netzes beeinflusst ebenfalls ganz wesentlich die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen, da einpolige Fehlerfälle mit Erdberührung in kompensiert betriebenen Netzen (auch als Erdschlüsse bezeichnet) nicht umgehend zur Versorgungsunterbrechung von Netzkunden führen [59]. Vielmehr kann das Netz bis zum Auffinden des Fehlerortes und Durchführung präventiver Schaltmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgung weiter betrieben werden.

Die Auswahl der *Technologie* der im Netz eingesetzten Betriebsmittel beeinflusst in erheblichem Maße die Versorgungszuverlässigkeit, da sich Häufigkeit und Dauer von Fehlern verschiedener Betriebsmitteltypen stark voneinander unterscheiden können [25].

Einen ganz wesentlichen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit in Mittelspannungsnetzen hat ferner der Ausstattungsgrad des Netzes mit *fernbedienbaren Schaltmöglichkeiten* vor dem Hintergrund, dass für manuelle Schalthandlungen ein Betriebsmitarbeiter vor Ort eingesetzt werden muss und von seinem derzeitigen Aufenthaltsort zum Störungsort reisen muss. Die Dauer des Wiederversorgungsprozesses

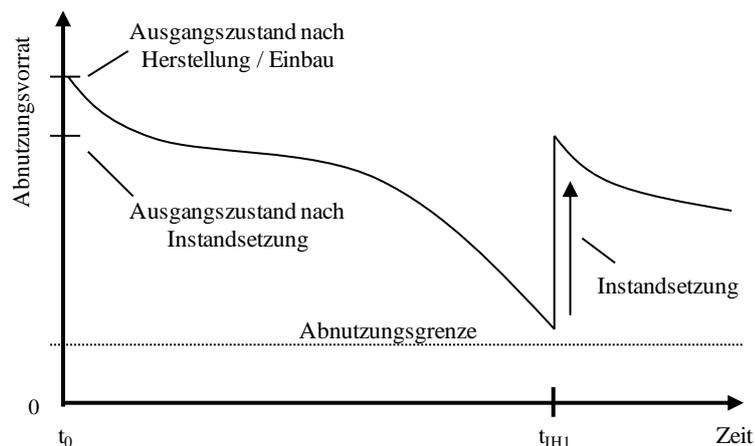
kann also erheblich vermindert werden, wenn beispielsweise an zentralen Punkten im Mittelspannungsnetz fernbedienbare Last- oder Leistungsschalter vorliegen, die von der Netzleitstelle direkt nach Auftreten einer Störung zur Wiederversorgung fernbedient werden können [8, 64].

### 2.5.3 Instandhaltung und Erneuerung von Betriebsmitteln

In der DIN 31051 [65] wird der Begriff der Instandhaltung wie folgt definiert:

*Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Einheit, die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dient, sodass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.*

Mit Bezug auf Netze der elektrischen Energieversorgung beinhaltet sie damit die Inspektion, Wartung und Instandsetzung von Betriebsmitteln sowie die anschließende Dokumentation dieser Maßnahmen. Die Norm beschreibt dazu die theoretische Abbaukurve des so genannten Abnutzungsvorrates<sup>3</sup> eines Objekts bzw. Betriebsmittels (Abbildung 2.10).



**Abbildung 2.10** Abbau des Abnutzungsvorrates und seine Erstellung durch Instandsetzung  
(angelehnt an [65, 66])

Zum Inbetriebnahmezeitpunkt  $t_0$  verfügt das Betriebsmittel über seine bestimmungsgemäße vollständige Funktionalität, welche sich im Laufe der Zeit vermindert. Zum Zeitpunkt  $t_{IH1}$  wird eine Instandsetzung durchgeführt, sodass sich der Abnutzungsvorrat des Betriebsmittels erhöht und dadurch die verbleibende Lebensdauer bis zum Erreichen der Abnutzungsgrenze verlängert wird. In dem dargestellten Beispiel wird zum Zeitpunkt  $t_{IH1}$  die Abnutzungsgrenze, bei der das Objekt ausfällt, nicht erreicht. Der Abnutzungsvorrat steigt nach Ausführung der Instandsetzung nicht

<sup>3</sup> Vorrat der möglichen Funktionserfüllungen unter festgelegten Bedingungen, der einer Einheit aufgrund der Herstellung, Instandsetzung oder Verbesserung innewohnt. [65]

notwendigerweise bis auf den Ausgangswert, da ein gewisser Anteil der Abnutzung nicht reversibel ist.

Gemäß Definition der DIN 31051 [65] vermindert sich bei sinkendem Abnutzungsvorrat die Wahrscheinlichkeit der möglichen Funktionserfüllung des Objektes und damit die Wahrscheinlichkeit einer Störung. Bezogen auf Netze der elektrischen Energieversorgung bedeutet dies, dass Netzbetreibern grundsätzlich die Möglichkeit offensteht, den Abnutzungsvorrat und damit die Ausfallhäufigkeit von Betriebsmitteln durch eine Anpassung der Instandhaltungsstrategie zu beeinflussen. Die Beeinflussung externer Störgrößen (wie beispielsweise infolge von Wetterereignissen oder Schädigung durch Dritte) oder irreversibler Prozesse kann durch Instandhaltungsstrategien jedoch nicht erfolgen [66].

Neben der Anpassung der Instandhaltungsstrategie kann auch durch die Veränderung der Erneuerungszyklen von Betriebsmitteln maßgeblicher Einfluss auf die Häufigkeit von Störungen genommen werden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die Ausfallhäufigkeit von Betriebsmitteln in Abhängigkeit des Alters durch die so genannte „Badewannenkurve“ beschrieben werden kann und die Erneuerung der Betriebsmittel Störungen aufgrund von Verschleiß und Alterung vermindert [14, 66].

#### **2.5.4 Organisation der Störungsbearbeitung**

Mittelspannungsnetze sind im Allgemeinen mit nur wenigen fernsteuerbaren Schaltern ausgestattet, welche sich zumeist in den Umspannwerken an den Mittelspannungsabgängen befinden (vgl. Abbildung 2.9). Die in Ortsnetzstationen zumeist installierten manuellen Lasttrennschalter sind folglich infolge einer Störung durch Betriebsmitarbeiter manuell vor Ort zu bedienen. Durch die Ausführung von fernbedienten und manuellen Schalthandlungen (sowie ggf. dem Einsatz von Netzersatzaggregaten) können in Abhängigkeit der vorliegenden Netzstruktur Versorgungsunterbrechungen beendet werden.

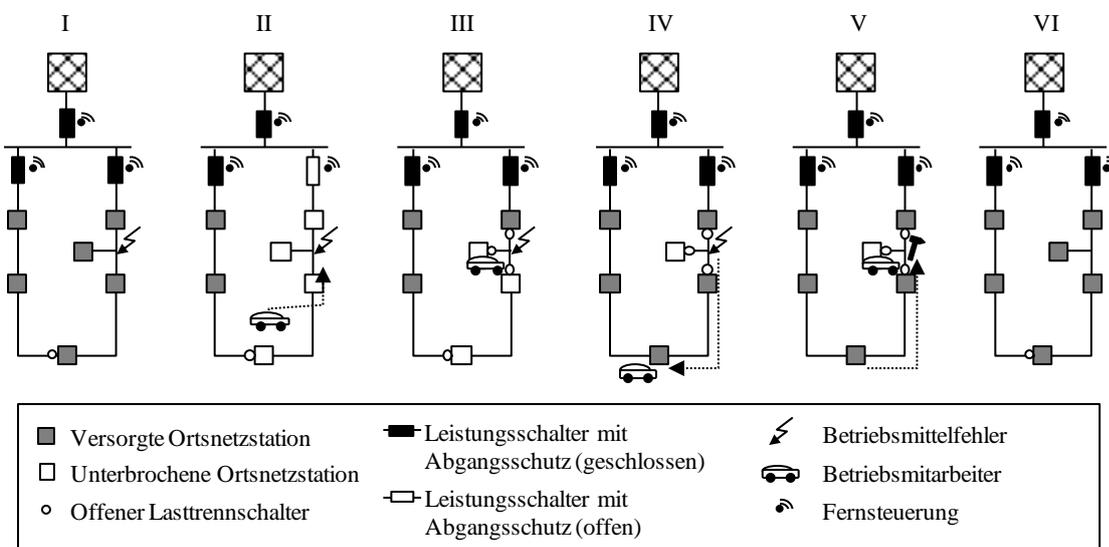
Abbildung 2.11 zeigt beispielhaft ein kleines Mittelspannungsnetz bei dem es aufgrund eines Fehlers auf einem Kabel zu einer Störung mit Versorgungsunterbrechung kommt. In Teilabbildung I sind die ursprüngliche Netzstruktur mit einer offen betriebenen Trennstelle zur Bildung von zwei Mittelspannungshalbringen sowie das fehlerhafte Kabel dargestellt. Infolge des Fehlers kommt es zu einer Anregung des Abgangsschutzes mit der Konsequenz, dass der zugehörige Leistungsschalter den gesamten Schutzbereich vom Netz trennt. An vier Ortsnetzstationen liegt nun eine Versorgungsunterbrechung vor (Teilabbildung II).

Die Mitarbeiter in der Netzleitstelle werden durch das Leitsystem über den Fehler und die vorliegende Versorgungsunterbrechung informiert. Zum Auffinden der genauen Fehlerstelle erfolgt in der Regel der Einsatz von Betriebsmitarbeitern, die durch die

Netzleitstellenmitarbeiter informiert bzw. aktiviert werden und von ihrem derzeitigen Arbeitsort anreisen. Nachdem der Fehlerort bestimmt worden ist, ist das fehlerhafte Betriebsmittel vom restlichen Netz zu trennen, sodass im Anschluss Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgung ausgeführt werden können. Im dargestellten Beispielnetz wird an der dem Umspannwerk nächsten Ortsnetzstation das fehlerhafte Kabel durch einen Betriebsmitarbeiter freigeschaltet (Teilabbildung III), sodass durch die fernbediente Betätigung des Leistungsschalters im Umspannwerk ein Teil der unterbrochenen Ortsnetzstationen wiederversorgt werden können.

Anschließend reist der Betriebsmitarbeiter in Absprache mit den Mitarbeitern in der Netzleitstelle zu der Ortsnetzstation an der im Normalschaltzustand ein offen betriebener Lasttrennschalter vorliegt, sodass die verbleibenden unterbrochenen Ortsnetzstationen über die Schließung der rückwärtigen Trennstelle mit dem fehlerfreien Mittelspannungshalbring verbunden werden können und ein weiterer Teil der unterbrochenen Ortsnetzstationen wieder versorgt werden kann (Teilabbildung IV).

Die letzten unterbrochenen Kunden können in diesem Fall nur durch die Ausführung der Reparatur wiederversorgt werden (Teilabbildung V), sodass anschließend der ursprüngliche Netz- und Schaltzustand wieder hergestellt werden kann (Teilabbildung VI).



**Abbildung 2.11: Illustration einer exemplarischen Mittelspannungsstörung**

Über die vorgestellten Maßnahmen zur Bearbeitung von Störungen in Mittelspannungsnetzen haben Netzbetreiber einen erheblichen Einfluss auf den Zeitpunkt der Ausführung von Tätigkeiten, die im Folgenden erläutert werden.

Die *Anzahl der Betriebsmitarbeiter* in einem Netzgebiet beeinflusst den Zeitpunkt der Ausführung von Tätigkeiten. Sofern viele Betriebsmitarbeiter zur Störungsbearbeitung zur Verfügung stehen, treten günstige Effekte auf:

- Die mittlere Reisedauer zur Ausführung von Tätigkeiten vermindert sich.
- Mehrere Betriebsmitarbeiter können parallel an der Ausführung von Freischaltungen, Schalthandlungen und Reparaturen mitwirken.

Diese Effekte wirken sich insbesondere während der Nacht- und Wochenendstunden auf die Zeitpunkte der Ausführung von Tätigkeiten und damit die Versorgungszuverlässigkeit aus, da im Allgemeinen die Anzahl der Betriebsmitarbeiter, die während der *Rufbereitschaftszeit* für die Bearbeitung von Störungen zur Verfügung stehen, im Vergleich zur *regulären Arbeitszeit* stark reduziert ist.

Für die Ausführung von Reparaturen an einzelnen Betriebsmitteln sind häufig gewisse *Spezialisierungen der Betriebsmitarbeiter* notwendig. Ist ein Betriebsmitarbeiter nicht gesondert für die Störungsbearbeitung des fehlerhaften Betriebsmittels (bspw. eines Schutzgerätes) geschult, muss nach der Analyse der Störung ein entsprechend spezialisierter Betriebsmitarbeiter die Störungsbearbeitung fortsetzen.

Die geographische *Ausdehnung von Zuständigkeitsbereichen*, in denen Störungen durch eine feste Anzahl Betriebsmitarbeiter bearbeitet werden, hat Einfluss auf die mittlere Reisezeit im Zuge der Störungsbearbeitung. In städtischen Netzen mit kleinen Zuständigkeitsbereichen kann im Allgemeinen von kürzeren Reisezeiten als in Netzstrukturen mit sehr ausgedehnten Zuständigkeitsbereichen ausgegangen werden.

Weiterhin zeigen Untersuchungen, dass in Mittelspannungsnetzen die Vorgehensweise zur *Fehlerortbestimmung* (bspw. sequentiell gegenüber binär) in Verbindung mit zusätzlichen Informationsquellen zu Kurzschlussströmen (bspw. Kurzschlussanzeiger in Ortsnetzstationen) die Dauer bis zur Beendigung von Versorgungsunterbrechungen drastisch verlängern bzw. verkürzen kann [67, 68].



## 3 Modellbildung des Netzes und des Netzbetriebs

### 3.1 Zuverlässigkeitsmodelle

#### 3.1.1 Ausführung einer Zuverlässigkeitsanalyse

Programme zur Zuverlässigkeitsberechnung von elektrischen Energieversorgungsnetzen werden bereits seit Mitte der 1980er Jahre in Deutschland entwickelt [16, 17, 48]. Sie haben prinzipiell das Ziel, das Systemverhalten von elektrischen Energieversorgungsnetzen zu simulieren und Auswirkungen von netzseitigen Veränderungen auf die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kunden bzw. das Gesamtsystem zu beschreiben. Abbildung 3.1 zeigt den prinzipiellen Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse [13, 50].

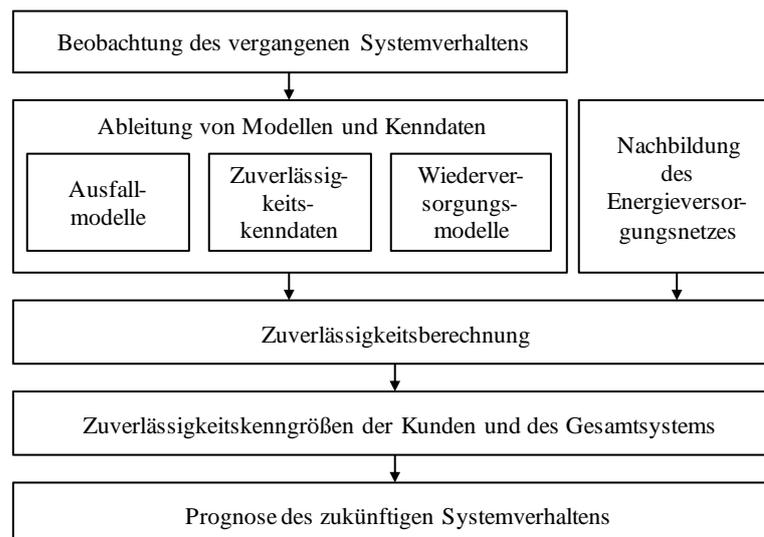


Abbildung 3.1: Grundsätzlicher Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse

Die Beobachtung des vergangenen Systemverhaltens bildet die Grundlage der Nachbildung des Verhaltens des betrachteten Energieversorgungsnetzes. Allgemeingültige, qualitative Modellen beschreiben das Ausfallverhalten der Betriebsmittel im Netz, sie werden als *Ausfallmodelle* bezeichnet. Ihnen zugrunde liegen die *historischen Zuverlässigkeitskenndaten* der Betriebsmittel, welche mit Hilfe der Häufigkeit (bzw. der bedingten Wahrscheinlichkeit) eines Fehlers sowie der Dauer, in der das fehlerhafte Betriebsmittel nicht dem Netz zur Verfügung steht (die so genannte *Ausdauer*), beschrieben werden (bspw. [25, 69]). Zur Nachbildung der optimalen Wiederherstellung der Versorgung unterbrochener Kunden (der so genannten *Wiederversorgungsstrategie*), werden *Wiederversorgungsmodelle* herangezogen, die die

Anwendung der technischen Möglichkeiten zur Wiederherstellung der Versorgung (bspw. Schalthandlungen und Reparaturen) beschreiben. Zur Bestimmung der Auswirkungen von Störungen auf die Kontinuität der Versorgung, wird das zu analysierende *Energieversorgungsnetz* vollständig nachgebildet und die skizzierten Modelle darauf in der *Zuverlässigkeitsberechnung* angewandt. Aus den Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kunden und des Gesamtsystems (vgl. Abschnitt 2.2) können dann Prognosen für das zukünftige Systemverhalten abgeleitet werden.

Zu beachten ist, dass die berechneten Ergebnisse Erwartungswerte darstellen, die das zu erwartende Ausfallverhalten des Netzes während eines repräsentativen Zeitabschnittes darstellen, sodass extreme Abweichungen von diesen Erwartungswerten (bspw. infolge von Großstörungen) nicht prognostiziert werden können

Im Folgenden werden die wesentlichen Modellkomponenten der Zuverlässigkeitsberechnung vorgestellt: Die *Nachbildung des Energieversorgungsnetzes*, die gängigsten *Ausfallmodelle* für elektrische Energieversorgungsnetze und *Wiederversorgungsmodelle*. Abschließend wird das in dieser Arbeit im Fokus stehende *Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung* vorgestellt. Auf die Erläuterung der Zuverlässigkeitskenngrößen wird an dieser Stelle verzichtet; hierzu sei auf Abschnitt 2.2 verwiesen

### 3.1.2 Nachbildung des Energieversorgungsnetzes

Die Nachbildung des Energieversorgungsnetzes, welches einer Zuverlässigkeitsanalyse unterzogen wird, ist sehr detailliert auszuführen, da sie ganz entscheidend für die Ermittlung der Auswirkungen von Fehlern im Netz auf die Versorgungssituation und die Bestimmung von Wiederversorgungsstrategien ist. Für die Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Sammelschienen etc.) werden die elektrotechnischen Eigenschaften individuell vorgegeben sowie die Struktur des Netzes eindeutig beschrieben, sodass der Leistungsfluss im Netz sowohl im Normalschaltzustand des Netzes als auch nach Eintritt eines Fehlers bestimmt werden kann. Über geeignete Modelle und Annahmen können Netze, die dem eigentlichen Betrachtungsgegenstand unter- oder überlagert sind, entsprechend nachgebildet werden [14], sodass auch die Auswirkungen auf bspw. Kunden in Niederspannungsnetzen adäquat beschrieben werden können.

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung kann das Energieversorgungsnetz in sinnvolle Teilsysteme untergliedert werden, deren Verhalten auf einfache Weise beschrieben werden kann. Dazu werden so genannte Komponenten gebildet. Die Komponenten können aus einzelnen Betriebsmitteln bestehen [50], zumeist werden jedoch alle Betriebsmittel zu einer Komponente zusammengefasst, die gemeinsam von einem Ausfall betroffen sind und gemeinsam nach dem Ausfall wieder in den

betriebsbereiten Zustand übergehen. Im Allgemeinen sind dies die Komponenten Schaltfeld, Sammelschiene, Transformator und Leitung [13].<sup>4</sup>

Beim Blick auf den Zustand von Betriebsmitteln interessiert in der Zuverlässigkeitsberechnung von Energieversorgungsnetzen lediglich, ob Betriebsmittel ihre bestimmungsgemäße Funktion erfüllen oder ob sie sich in einem Fehlzustand befinden und dementsprechend ihre bestimmungsgemäße Funktion nicht erfüllen. Unerheblich ist dabei zunächst, welche Ursache der Fehlzustand hat. Es werden in der Normierung fünf Zustände für Betriebsmittel unterschieden, die sich zu zwei Betriebszuständen zusammenfassen lassen [70]:

- *Betriebsfähiger Zustand (up state)*: Das Betriebsmittel ist in diesem Zustand vollständig funktionsfähig. Dabei ist es unerheblich, ob es ein- oder ausgeschaltet ist. Sofern externe Ursachen (bspw. nach Ausfall eines anderen Betriebsmittels im gleichen Schutzbereich) der Grund für eine (temporäre) Abschaltung des Betriebsmittels sind, so gilt dieses trotzdem als betriebsfähig.
- *Betriebsunfähiger Zustand (down state)*: Ein Betriebsmittel befindet sich in einem nicht funktionsfähigen Zustand aufgrund eines Fehlers des Betriebsmittels. Weiterhin kann sich ein Betriebsmittel in Revision befinden bzw. zu Wartungs- und Instandhaltungszwecken abgeschaltet sein.

In verschiedenen Arbeiten werden darüber hinaus Zuverlässigkeitskomponenten beschrieben, die über die Grenzen des im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Energieversorgungsnetzes hinausgehen und durch mehr als zwei Zustände zu beschreiben sind (bspw. Produktionsprozesse [71], Kraftwerke [72], Windkraftanlagen [73]).

Ein weiterer wesentlicher Teil der Nachbildung von Energieversorgungsnetzen in der Zuverlässigkeitsberechnung ist die Definition von Schutzgeräten und Schalteinrichtungen. Sie bieten im Allgemeinen eine Vielzahl an Einstellmöglichkeiten, deren Nachbildung jedoch nicht notwendig ist. Vielmehr kann sich auf die Eigenschaften der Schutzgeräte beschränkt werden, die dazu dienen, den durch sie begrenzten Auslösebereich zu beschreiben, sodass sich feststellen lässt, welche Komponenten gemeinsam mit einer fehlerhaften Komponente ausfallen. Im Allgemeinen wird hier zwischen den Schutzsystemarten UMZ-Schutz<sup>5</sup>, Distanzschutz und Differentialschutz unterschieden [74].

Die Schalteinrichtungen – sowohl Leistungsschalter, wie auch Trennschalter und Lasttrennschalter – teilen das Netz wiederum in Wiederversorgungsbereiche auf, die sukzessive oder zusammenhängend im Zuge der Wiederversorgungsstrategie in Betrieb genommen werden.

---

<sup>4</sup> Im Folgenden wird der Begriff der Komponente zugunsten des Begriffs Betriebsmittel nicht weiter verwendet.

<sup>5</sup> Unabhängiger Maximalstromzeitschutz

### 3.1.3 Ausfallmodelle

#### 3.1.3.1 Übersicht

In der Vergangenheit wurden Modelle zur Beschreibung typischer Ausfälle von Betriebsmitteln in elektrischen Energieversorgungsnetzen abgeleitet [11, 16, 75, 76], mit deren Hilfe die realitätsnahe Berechnung der Zuverlässigkeit von Energieversorgungsnetzen ermöglicht wird. Zu unterscheiden ist prinzipiell zwischen unabhängigen Ausfällen und Folgeausfällen:

- Unabhängige Ausfälle von Betriebsmitteln werden durch ihre *Ausfallhäufigkeit*  $H_A$  (bei Freileitungen und Kabeln längenbezogen) und die *Aus-Dauer*  $T_{Aus}$ , während der das Betriebsmittel im betriebsunfähigen Zustand verbleibt und seine Funktion dem Energieversorgungsnetz nicht zur Verfügung steht, beschrieben. Im Falle von Erdschlüssen ist anzugeben, wie lange nach dem erdschlussbehafteten Betriebsmittel gesucht werden muss bevor Schaltmaßnahmen ausgeführt werden können ( $T_{Suche}$ ).
- Folgeausfälle resultieren aus unabhängigen Ausfällen, bspw. wenn ein Schutzsystem infolge eines Kurzschlusses versagt. Sie werden durch die *bedingte Wahrscheinlichkeit*  $p$  beschrieben, mit der sie in Folge des unabhängigen Ausfalls auftreten. Ebenfalls wird die *Aus-Dauer*  $T_{Aus}$  des von einem Folgeausfall betroffenen Betriebsmittels angegeben.

Die gängigsten Ausfallmodelle *Unabhängiger Ausfall*, *Erdschluss*, *Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung*, *Common-Mode-Ausfall*, *Schutzversager*, *Leistungsschalterversager* und *Schutzüberfunktion* werden in den folgenden Abschnitten beschrieben sowie deren häufigsten Ursachen beispielhaft erläutert. Für Erläuterungen zu weiteren Ausfallmodellen wie bspw. *Verzögerte Handausschaltung*, *Ausfall des Reservebetriebsmittels während Instandhaltungsarbeiten* oder *Instandhaltung* sei auf [76] verwiesen.

#### 3.1.3.2 Unabhängiger Ausfall

Das Modell des *unabhängigen Ausfalls* beschreibt den Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels in Folge dessen die Abschaltung des fehlerbetroffenen Auslösebereichs erfolgt, ohne dass ein zeitlicher oder kausaler Zusammenhang zu Ausfällen dritter Betriebsmittel vorliegt. Ursachen für unabhängige Einfachausfälle sind beispielsweise Kurzschlüsse auf Kabeln, Freileitungen und Sammelschienen. Unabhängige Ausfälle können an mehreren Betriebsmittel zeitlich parallel auftreten (überlappen), ohne dass ein direkter Zusammenhang zwischen den Fehlerursachen besteht. Man spricht dann von *überlappenden Ausfällen* oder *Mehrfachausfällen* [49].

### 3.1.3.3 Erdschluss

Einpolige Fehler in Netzen mit kompensiert oder isoliert betriebenen Sternpunkt werden durch das Ausfallmodell *Erdschluss* beschrieben, da eine Abschaltung von Kunden häufig durch den (n-1)-sicheren Aufbau der Netze verhindert werden kann. Der kapazitive Erdschlussstrom, welcher sich infolge eines einpoligen Fehlers ergibt, wird durch die in den Sternpunkten des Netzes installierten Erdschlusslöschspulen (Petersenspulen) bis auf den Erdschlussreststrom begrenzt, sodass das Netz ohne eine Schutzauslösung oder einen manuellen Eingriff weiterbetrieben werden kann [59]. Der Erdschluss kann mit Hilfe von Suchschaltungen im Netz und dem Einsatz von Betriebsmitarbeitern vor Ort lokalisiert und die Fehlerstelle gezielt vom restlichen (fehlerfreien) Netz getrennt werden. Steht für Kunden keine alternative Versorgungsmöglichkeit zur Verfügung, so muss der Erdschluss unter Inkaufnahme einer Versorgungsunterbrechung abgeschaltet werden. Die Dauer bis zur Abschaltung des erdschlussbehafteten Betriebsmittels wird durch die Dauer der Erdschlussuche  $T_{Suche}$  und die Ausführung präventiver Schaltmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgung bestimmt. Das Ausfallmodell *Erdschluss* wird in der Zuverlässigkeitsberechnung häufig ausschließlich zur Bestimmung der Häufigkeit des Ausfallmodells *Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung* herangezogen, da im Allgemeinen keine Auswirkungen auf die Versorgung vorliegen.

### 3.1.3.4 Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung

Die infolge der Kompensation eines Erdschlusses auftretende Spannungserhöhung in den fehlerfreien Leitern beansprucht die Isolation der Betriebsmittel stärker als im regulären Betrieb [62]. Es kann zu einem oder mehreren Folgefehlern aufgrund Isolationsversagens an vormals fehlerfreien Betriebsmitteln kommen, sodass ein *Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung* entsteht. Die Folge sind Schutzauslösungen aufgrund der Fehlerströme und die Abschaltung der erdschlussbehafteten Auslösebereiche. Das Ausfallmodell *Erdschluss* dient im Rahmen der Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung dazu, die Häufigkeit des Mehrfacherdschlusses mit Mehrfachauslösung auf einem bestimmten Betriebsmittel zu bestimmen.

### 3.1.3.5 Common-Mode-Ausfall

Der *Common-Mode-Ausfall* beschreibt den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Betriebsmittel aufgrund einer gemeinsamen Ursache. Typische Ursachen des Common-Mode-Ausfalls sind der rückwärtiger Überschlag aufgrund eines Blitzeinschlages auf das Erdleiterseil einer Freileitung mit mehreren Leitungssystemen oder der Umbruch von Masten, die mehrere Leitungssysteme tragen. Prinzipiell können Common-Mode-

Ausfälle spannungsebenenübergreifend auftreten, sofern sich bspw. mehrere Leitungssysteme verschiedener Spannungsebenen auf einer Freileitungstrasse befinden.<sup>6</sup>

### 3.1.3.6 Schutzversager und Leistungsschaltersversager

Die Ausfallmodelle *Schutzversager* und *Leistungsschaltersversager* sind Folgeausfälle aufgrund des Ausfallmodells *unabhängiger Ausfall*. Sie beschreiben das Versagen eines Schutzsystems bzw. Leistungsschalters, in Folge dessen die selektive Ausschaltung des Auslösebereiches, in dem sich das fehlerhafte Betriebsmittel befindet, unterbleibt. Es kommt zu einer nicht-selektiven Auslösung des Reserveschutzes, sodass eine Ausweitung der Störungsauswirkungen vorliegt. Die Modelle grenzen sich dahingehend voneinander ab, als dass im Falle des Schutzversagens von Differential-, Signalvergleichs- oder Phasenvergleichsschutz alle angrenzenden Schutzbereiche ausfallen. Bei Ausfall von Distanzschutzeinrichtungen sind die Störungsauswirkungen mit denen des Leistungsschaltersversagers vergleichbar, da lediglich die zwei betroffenen Auslösebereiche vom Netz getrennt werden. Es ergeben sich dann lediglich Unterschiede in der Aus-Dauer der Betriebsmittel [14].

### 3.1.3.7 Schutzüberfunktion

Bei einer *Schutzüberfunktion* als Folgeausfall kommt es nach Auftreten eines unabhängigen Ausfalls (unabhängiger Ausfall, Common-Mode-Ausfall, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung) durch die Teilkurzschlussströme zur Anregung von Schutzrelais im Netz [16]. Es kann zur fehlerhaften, nicht selektiven Abschaltung weiterer Auslösebereiche kommen, die bspw. auf fehlerhafte Schutzeinstellungen, Messfehler oder falsche Richtungsentscheide zurückzuführen ist.

Zu unterscheiden von dem Ausfallmodell Schutzüberfunktion ist das Modell *spontane Schutzüberfunktion*. Es beschreibt die Anregung eines Schutzgeräts und die Auslösung eines Leistungsschalters, ohne dass Kurzschlussströme fließen und den Ausfall von Betriebsmitteln zur Folge haben.

## 3.1.4 Wiederversorgungsmodelle

Die Zuverlässigkeitsberechnung hat zum Ziel, die aus einem Betriebsmittelausfall resultierende Dauer von Versorgungsunterbrechungen und damit die Auswirkungen auf die Kunden zu ermitteln. Die in Abschnitt 3.1.3 vorgestellten Modelle zur Beschreibung des Ausfallverhaltens von Betriebsmitteln bilden somit lediglich den Auftakt des vollständigen Vorgangs vom Ausfall des Betriebsmittels bis zur vollumfänglichen

---

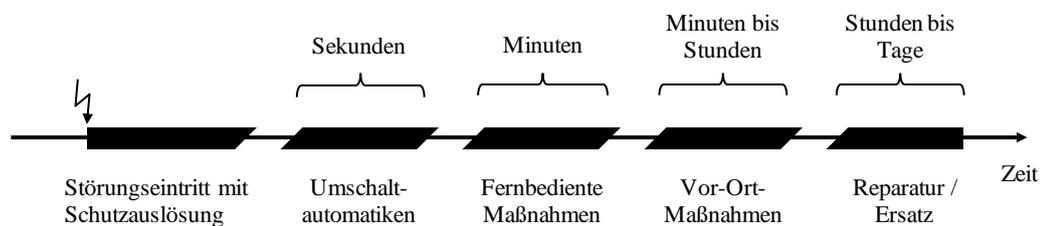
<sup>6</sup> Von den Common-Mode-Ausfällen abzugrenzen sind unabhängige Einfachausfälle, die nach konzeptgemäßer Schutzauslösung eine Überlastung der alternativen Versorgungswege verursachen. Hier liegt zwar eine gemeinsame Ursache aller Versorgungsunterbrechungen vor, jedoch handelt es sich im Falle der Überlastauslösung um einen determinierten Folgeausfall.

Wiederversorgung aller Kunden bzw. zur Wiederherstellung des geplanten Netzzustandes. Die *Wiederversorgungsstrategie* fasst folglich die notwendigen Schritte der Wiederversorgung zusammen und beschreibt dadurch den Übergang vom gestörten Netzzustand zum ursprünglichen, ungestörten Netzzustand.

Es kann grundsätzlich zwischen stetigen bzw. quasi-stetigen auf der einen Seite und diskret variierbaren Maßnahmen zur Wiederversorgung auf der anderen Seite unterschieden werden [17]. Unter stetigen und quasi-stetigen Maßnahmen wird unter anderem die Steuerung des Lastflusses durch Änderung des komplexen Spannungsübersetzungsverhältnisses von längs- und quergeregelten Transformatoren verstanden. Weiterhin sind die Blindleistungsregelung von Kraftwerken und Kompensationseinrichtungen bzw. die Regelung der Wirkleistung konventioneller Kraftwerke sowie der aktive Lastabwurf zur Entlastung von Übertragungsstrecken nach einem Betriebsmittelausfall zu nennen.

Die Wiederinbetriebnahme von ausgefallenen Betriebsmitteln und die schrittweise Durchführung von Schalthandlungen werden zu diskreten Maßnahmen zusammengefasst. Sie überschreiten zumeist die Wirkung quasi-stetiger Maßnahmen [77] und finden in Verteilungsnetzen fast ausschließlich Anwendung.

Die Maßnahmen zur Wiederversorgung werden in der betrieblichen Praxis entsprechend Abbildung 3.2 zeitsequentiell abgearbeitet und können entsprechend klassifiziert werden [77]. Nach dem Störungseintritt, der unmittelbar folgenden Schutzauslösung und der Ausführung eventueller Umschaltautomatiken im Netz liegt ein stabiler Netzzustand vor, der durch das Personal in der Netzleitstelle (sowohl in Transport- als auch in Verteilungsnetzen) als Basis für die Ausführung von Wiederversorgungsmaßnahmen dient. Sofern für die Wiederversorgungsmaßnahmen Schalthandlungen an ferngesteuerten Schalteinrichtungen ausgeführt werden können, kann im Allgemeinen von einer kürzeren Schaltdauer ausgegangen werden als bei manuellen Schalthandlungen, die den Einsatz von Betriebsmitarbeitern vor Ort erfordern [78]. Abschließend erfolgt die Reparatur bzw. der Ersatz des fehlerhaften Betriebsmittels bzw. der Einsatz von Netzersatzaggregaten.



**Abbildung 3.2: Zeitlicher Ablauf der Wiederversorgung (angelehnt an [77])**

Die im Folgenden beschriebenen diskreten Maßnahmen zur Wiederversorgung finden insbesondere in Verteilungsnetzen und damit auch im Rahmen dieser Arbeit Anwendung, sodass sie einer genaueren Betrachtung unterzogen werden [79].

*Freischaltungen* fehlerhafter Betriebsmittel in elektrischen Energieversorgungsnetzen mit einer nicht-selektiven Schutzabgrenzung, wie dies üblicherweise in Mittelspannungsnetzen der Fall ist, sind zu Beginn der Wiederversorgung (nach Ablauf der automatischen Maßnahmen im Netz) durch Schalthandlungen am Ort des fehlerhaften Betriebsmittels nach Ablauf der Dauer  $T_{Frei}$  zu realisieren. Ziel ist es, eine vollständige Trennung des fehlerhaften Betriebsmittels von anderen im Auslösebereich liegenden Betriebsmitteln zu gewährleisten. Dieser Schritt ist stets die Voraussetzung zur Ausführung weiterer Maßnahmen [9].

Nach Abschluss aller im Zuge der Freischaltung notwendigen Tätigkeiten können die Betriebsmittel wieder in Betrieb genommen werden, die im Auslösebereich des fehlerhaften Betriebsmittels liegen, jedoch nicht fehlerhaft sind. Dies kann bspw. durch Schließen ausgelöster Leistungsschalter an Umspanwerkssammelschienen per Fernsteuerung geschehen. In Folge dieser *Wiederinbetriebnahme von durch den Schutzeingriff mit ausgeschalteten aber intakten Betriebsmitteln* im Auslösebereich kann bereits eine teilweise oder vollständige Wiederversorgung nach Ablauf der Dauer  $T_{Zu}$  unterbrochener Kunden erreicht werden.

Nach der Beendigung der Freischaltung und Wiederinbetriebnahme aller fehlerfreien Betriebsmittel im Auslösebereich kann eine Versorgungsunterbrechung in Teilen des Netzes auch weiterhin bestehen. Durch *Einschaltung betriebsmäßig abgeschalteter Verbindungen* kann die Versorgungssituation nach Ablauf der Dauer  $T_{Schalt}$  weitergehend verbessert werden, sofern das Netz über leitungsgebundene Redundanzen verfügt. Diese Wiederversorgungsmaßnahme beinhaltet:

- Schließen oder Verlagerung von offen betriebenen Trennstellen
- Kupplung von betriebsmäßig getrennt betriebenen Sammelschienen
- Einschaltung von offen betriebenen Trennstellen zu benachbarten Netzen
- Einschaltung von betriebsmäßig ausgeschalteten Betriebsmitteln

Unter einem *Sammelschienenwechsel* wird der vollständige Wechsel aller Leitungsabgänge in einem Umspanwerk von einer Sammelschiene auf eine andere verstanden. In den typischen Verteilungsnetzen sind die Schalteinrichtungen in Umspanwerken zumeist mit Fernsteuerung ausgerüstet, sodass der Sammelschienenwechsel innerhalb kurzer Zeit ( $T_{SSW} \approx 0,5$  h) realisiert werden kann.

Das Wiederversorgungsmodell *Wiederinbetriebnahme eines fehlerhaften Betriebsmittels nach Ablauf der Aus-Dauer ( $T_{Aus}$ )* beschreibt die Wiederinbetriebnahme des fehlerhaften Betriebsmittels nach dessen Reparatur oder dessen Ersatz.

Der *Einsatz eines Netzersatzaggregates* erfolgt, um Versorgungsunterbrechungen an einzelnen Lasten bzw. Ortsnetzstationen schnell zu beenden, wenn keine redundante, leitungsgebundene Versorgung vorhanden ist. Dazu wird ein entsprechendes mobiles Netzersatzaggregat temporär zur Versorgung einzelner Kunden herangezogen, um die

Zeitdauer bis zur Wiederinbetriebnahme des fehlerhaften Betriebsmittels zu überbrücken und die Dauer der Versorgungsunterbrechung zu verkürzen.

Das in der Zuverlässigkeitsberechnung implementierte Verfahren zur Auffindung geeigneter Möglichkeiten zur Wiederversorgung arbeitet die möglichen Maßnahmen zur Wiederversorgung zeitsequentiell ab, indem er nach der zeitlich nächsten Maßnahme entsprechend ihrer Dauer  $T_{Maßn}$  sucht (Abbildung 3.3). Sofern sie sich durch eine Erhöhung der versorgten Leistung positiv auf die Versorgungssituation auswirkt, wird sie beibehalten und die zeitlich nächstgelegene Maßnahme umgesetzt. Ist dies nicht der Fall, wird nach der Rücknahme der wirkungslosen oder sogar negativ auf die Versorgungssituation wirkenden Maßnahme die zeitlich nächstgelegene Maßnahme gesucht. Der Prozess endet, sobald alle Versorgungsunterbrechungen – spätestens nach Ablauf der Aus-Dauer – behoben werden konnten.

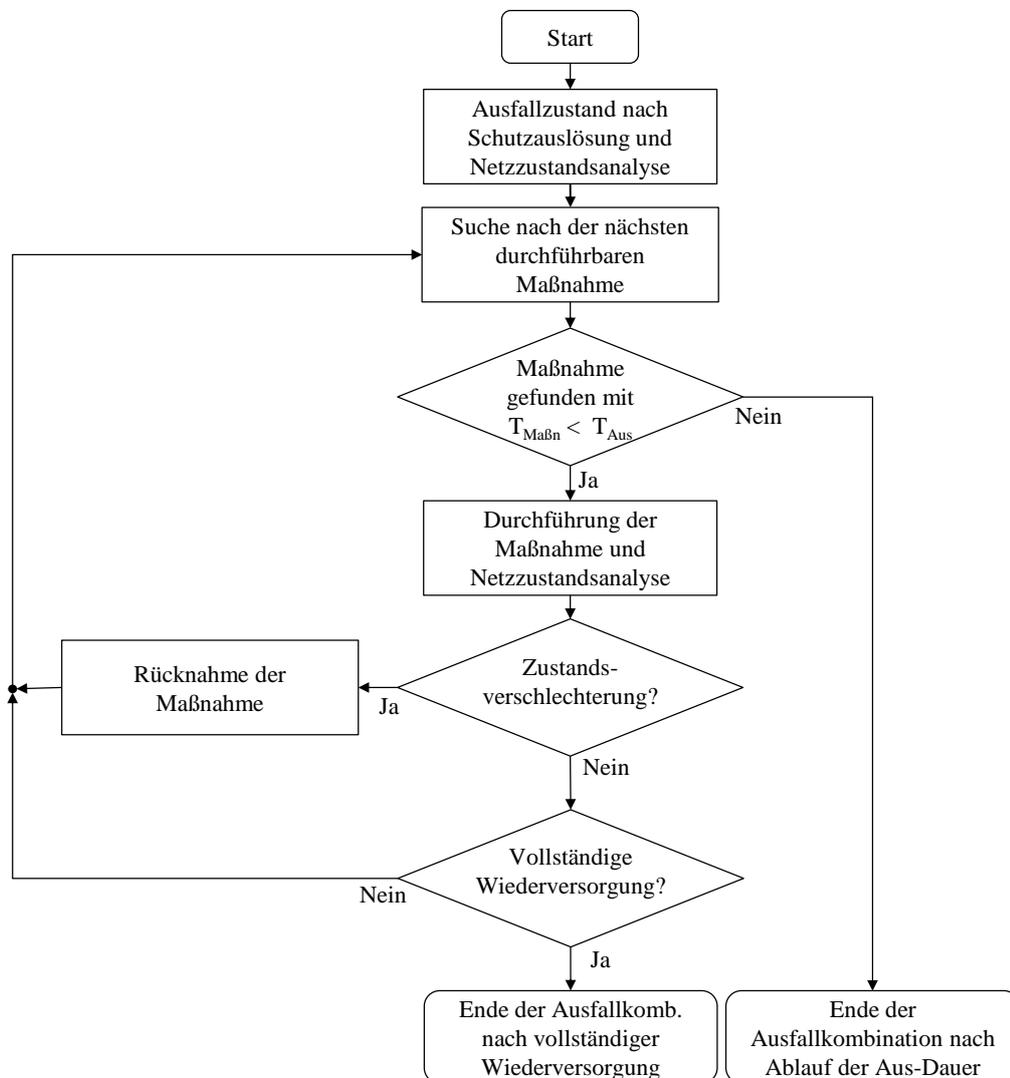


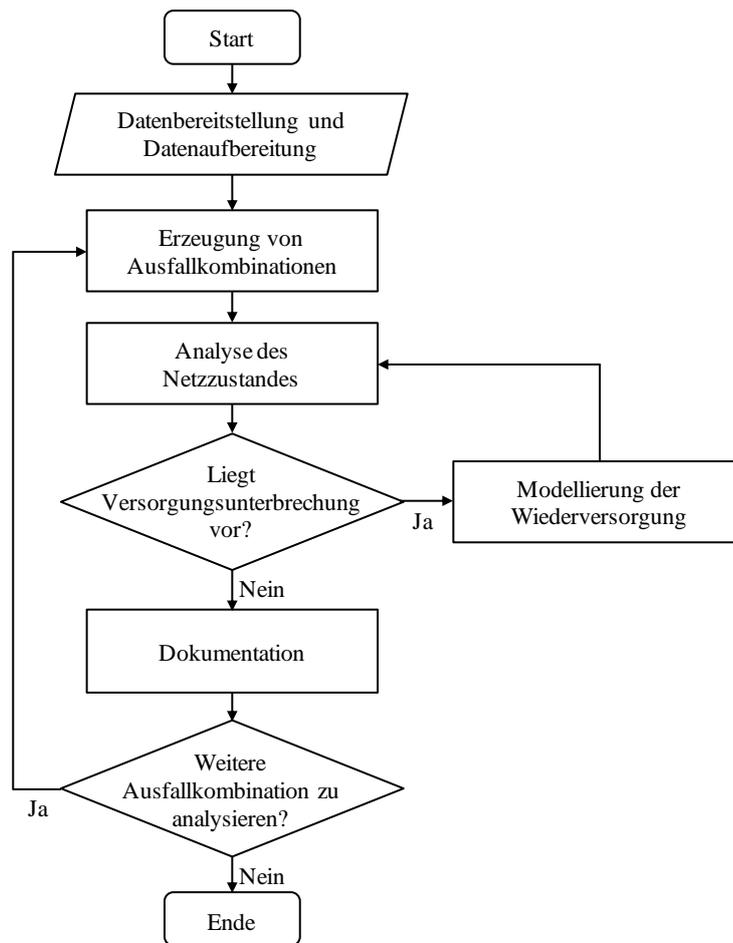
Abbildung 3.3: Verfahren zur Auffindung geeigneter Möglichkeiten zur Wiederversorgung  
(angelehnt an [23])

### 3.1.5 Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung

Für die Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Netze eignen sich grundsätzlich mehrere Verfahren [51]:

- Die Ausfallsimulation unter Verwendung der *Monte-Carlo-Methode* erzeugt zufällige Ausfallzustände von Betriebsmitteln, die mit zufälligen Aus-Dauern verknüpft werden können. Es können dadurch zwar prinzipiell auch sehr komplexe Störungsabläufe analysiert werden, allerdings ist nachteilig, dass jeder Simulationsdurchgang unterschiedliche Ergebniskenngrößen liefern kann, die erst nach einer Vielzahl an Simulationen konvergieren.
- *Boolesche Netze* lassen zwar eine vergleichsweise einfache Zuverlässigkeitsberechnung zu, beschreiben jedoch nur die Verfügbarkeit der Versorgung ohne weitere Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit zu ermitteln. Das Boolesche Verfahren ist ferner auf die Nachbildung von nur zwei Betriebszuständen beschränkt.
- Das Zustandsraumverfahren (auch *homogenes Markov-Verfahren* oder *analytisches Verfahren*) beschreibt ein Netz durch seine möglichen Schaltzustände und die entsprechenden Übergangsraten. Es legt die Annahme zugrunde, dass das zukünftige Verhalten des Netzes unabhängig von dem vergangenen ist und die Verweildauern in den einzelnen Zuständen (betriebsfähiger und betriebsunfähiger Zustand) exponentiell verteilt sind. Es hat den prinzipiellen Vorteil, dass sowohl sämtliche Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit ermittelt werden können, als auch die Ausfallzustände und resultierenden Ergebnisse analytisch nachvollzogen werden können [14].

Im Rahmen dieser Arbeit findet das homogene Markov-Verfahren bzw. analytische Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung Anwendung. Der Ablauf des Verfahrens der Zuverlässigkeitsberechnung nach dem analytischen Verfahren ist in Abbildung 3.4 dargestellt.



**Abbildung 3.4: Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung (angelehnt an [13] und [14])**

Zu Beginn der Berechnung werden alle relevanten Eingangsdaten für die Nachbildung des Energieversorgungsnetzes eingelesen und einer umfassenden Datenaufbereitung unterzogen. Diese beinhaltet unter anderem die Bildung von Schutz- und Auslösebereichen, sowie die Zuordnung von Zuverlässigkeitskenndaten (Ausfallhäufigkeit, Aus-Dauer, bedingte Wahrscheinlichkeit) zu den Betriebsmitteln. Im Anschluss werden sukzessive die vorgestellten Ausfallmodelle abgearbeitet, indem Ausfallkombinationen fehlerhafter Betriebsmittel erzeugt werden. Zur Begrenzung der Rechenzeit kann die Simulation durch Vorgabe einer minimalen Wahrscheinlichkeit der Ausfallkombination begrenzt werden, sodass äußerst unwahrscheinliche Ereignisse ohne maßgeblichen Einfluss auf die Ergebniskenngrößen nicht nachgebildet werden<sup>7</sup> [13]. Der gestörte Netzzustand wird einer Analyse unterzogen, indem eine Lastflussrechnung ausgeführt wird. Im Anschluss kann die Versorgungssituation der Kunden beurteilt werden. Die Wiederversorgungsmodelle werden entsprechend ihrer zeitlichen Abfolge und in Abhängigkeit der gegebenen Netzkonfiguration zur Beendigung von Versorgungsunterbrechungen eingesetzt. Anschließend erfolgt die Dokumentation der

<sup>7</sup> Üblich ist die Grenzwahrscheinlichkeit mit  $p_{\min} = 10^{-9}$  anzugeben, sodass viele Ausfallkombinationen der dritten Ordnung in die Simulation eingeschlossen werden.

Auswirkungen des Betriebsmittelausfalls auf die Versorgungssituation. Dieser Ablauf wiederholt sich entsprechend der relevanten Anzahl der Ausfallkombinationen.

### 3.1.6 Statischer Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung

Nach Erzeugung einer Ausfallkombination wird durch die Zuverlässigkeitsberechnung auf Basis der in Abschnitt 3.1.4 vorgestellten Wiederversorgungsmodelle eine vollständige Wiederversorgungsstrategie abgeleitet. Das Ergebnis ist eine determinierte Abfolge von Maßnahmen zur Freischaltung der fehlerhaften Betriebsmittel, Schalthandlungen und Reparaturmaßnahmen. Der Störungsablauf beschreibt ferner die unterbrochene Leistung, sowie die infolge der ausgeführten Schalthandlungen wiederversorgte Leistung durch entsprechende Verminderung der unterbrochenen Leistung zu den jeweiligen Schaltzeitpunkten.

Abbildung 3.5 zeigt den resultierenden statischen Störungsablauf einer typischen Mittelspannungsstörung (vgl. auch Abbildung 2.11). Zum Zeitpunkt  $t_0$  ereignet sich ein Fehler auf einem Betriebsmittel in Folge dessen durch die Anregung eines Schutzsystems die Auslösung eines Leistungsschalters hervorgerufen wird. Die Leistung  $P_1$  wird unterbrochen. Nach der Dauer  $T_{Frei}$  kommt es zur Freischaltung der fehlerhaften Komponente entweder durch Betriebsmitarbeiter vor Ort oder fernbedient. Die unterbrochene Leistung vermindert sich von  $P_1$  auf  $P_2$  um den Anteil, der mit Hilfe fernbedienter Maßnahmen nach der Freischaltung des fehlerhaften Betriebsmittels wiederversorgt werden kann (Wiederversorgungsmodell *Wiederinbetriebnahme von durch den Schutzeingriff mit ausgeschalteten aber intakten Betriebsmitteln*). Nach der Dauer  $T_{Schalt}$  erfolgt die Einschaltung betriebsmäßig abgeschalteter Verbindungen, sodass häufig eine vollständige Wiederversorgung aller Lasten durch die Aktivierung der im Netz üblicherweise vorliegenden (n-1)-Reserve erreicht werden kann. Sofern keine alternativen Versorgungswege durch Schaltmaßnahmen aktiviert werden können, bleibt die Versorgungsunterbrechung hier bis zur abschließenden Wiederinbetriebnahme des Betriebsmittels bestehen (unterbrochene Leistung  $P_3$ ). Nach Ablauf der Aus-Dauer  $T_{Aus}$  steht das Betriebsmittel vollumfänglich für den Einsatz im Netz zur Verfügung, sodass der Normalschaltzustand wieder hergestellt werden kann. Sofern Netzersatzaggregate vorliegen, kann  $P_3$  bereits nach Ausführung aller Schaltmaßnahmen weiter oder vollständig reduziert werden.

Die Erwartungswerte der Dauern  $T_{Frei}$  und  $T_{Schalt}$  sowie der für jedes Ausfallmodell und Betriebsmittel individuelle Aus-Dauer  $T_{Aus}$  werden der Zuverlässigkeitsberechnung als Eingangsdaten vorgegeben. Sie erfahren durch den Berechnungsablauf keine Veränderung und sind somit statische Größen, die folglich einen zeitlich statischen Störungsablauf nach sich ziehen.

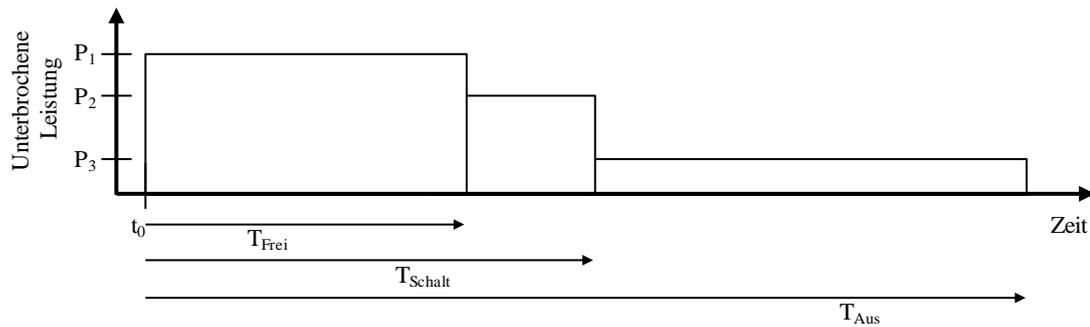


Abbildung 3.5: Exemplarischer, statischer Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung

## 3.2 Betriebsmodelle

### 3.2.1 Übersicht

In diesem Abschnitt wird ein Modell vorgestellt, welches die operativen Prozesse für die Wiederversorgung nach Versorgungsunterbrechungen simuliert [10, 15]. Abbildung 3.6 zeigt den schematischen Überblick des Modells mit den folgenden Modellkomponenten:

- Aus einem *Störungsmodell* wird mit Hilfe eines historischen Störungsdatensatzes der Bedarf an Betriebsmitarbeitern (in diesem Modell auch als *Ressourcen* bezeichnet) abgeleitet.
- Die Verfügbarkeit der Betriebsmitarbeiter wird über ein *Ressourcenmodell* vorgegeben, welches sowohl die Anzahl der Betriebsmitarbeiter wie auch deren Spezialisierung und die entsprechende Betriebsorganisation beinhaltet.
- Das *Zuordnungsmodell* bildet die betriebliche Entscheidungspraxis zum Ausgleich von Bedarf und Angebot an Betriebsmitarbeitern nach und weist den Störungen die entsprechenden Betriebsmitarbeiter zu.
- Die Auswertung verschiedener Ergebniskenngrößen (Kosten, Versorgungszuverlässigkeit, Organisationskenngrößen) erfolgt anschließend im *Auswertungsmodell*.

Die Simulation des Zusammenwirkens von Störungen, Betriebsorganisation, Versorgungszuverlässigkeit und Kosten erlaubt es die Wechselwirkungen zwischen Personaleinsatz, Betriebsstruktur und der Versorgungszuverlässigkeit sowie den resultierenden Kosten zu bestimmen.

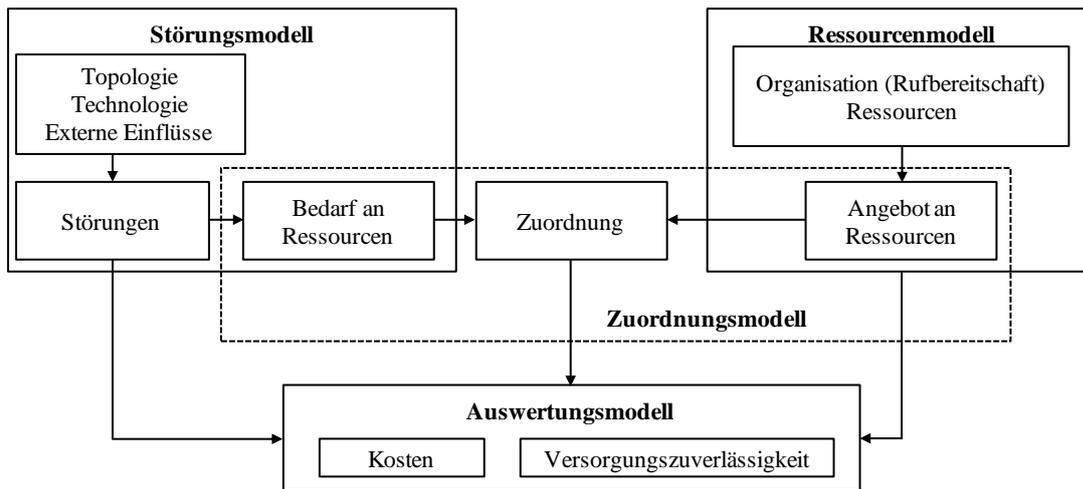


Abbildung 3.6: Schematischer Überblick über das Betriebsmodell (angelehnt an [10] und [80])

Im Folgenden erfolgt eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Modellkomponenten.

### 3.2.2 Störungsmodell

Das Energieversorgungsnetz wird in dem Modell durch ein Knoten-Kanten-Modell nachgebildet, wobei die Knoten die Positionen der Betriebsmittel und die Kanten die entsprechenden Reisezeiten zwischen den Knoten (also den Betriebsmitteln) darstellen. Einer Störung wird dadurch eine eindeutige geographische Position zugeordnet. Auf eine detaillierte Nachbildung des Energieversorgungsnetzes wird in diesem Modell verzichtet und stattdessen für die Bestimmung der Häufigkeit von Störungen in jedem Knoten ein historisches Mengengerüst verwendet. Diese historischen Störungsdatensätze beschreiben sowohl Anzahl und Dauer von Störungen während eines repräsentativen Zeitabschnitts, wie auch Auswirkungen auf die Versorgungssituation von Kunden und Lasten. Sie bilden damit die Grundlage zur Bestimmung des Bedarfs an Betriebsmitarbeitern. Durch Fokussierung von Störungsdatensätzen auf Zeitabschnitte mit einem außergewöhnlich hohen Störungsaufkommen, können mit Hilfe dieses Modells auch Großstörungsfälle simuliert werden.

Zur Nachbildung jeder einzelnen Störung und ihres Verlaufes wird ein abstrahiertes Profil herangezogen, welches den zeitlichen Verlauf der unterbrochenen Leistung über der Zeit beschreibt (Abbildung 3.7). Zum Störungseintrittszeitpunkt  $t_0$  liegt die unterbrochene Leistung  $P_I$  vor.  $T_D$  beschreibt die Dauer, bis ein Betriebsmitarbeiter nach dessen Aktivierung durch Mitarbeiter der Netzleitstelle zzgl. der benötigten Reisezeit am Störungsort eintrifft (Verzögerungsdauer). Über die Dauer  $T_A$  (Analysedauer) wird die Störung durch den Betriebsmitarbeiter vor Ort einer weitergehenden Analyse unterzogen.

Die anschließenden Maßnahmen zur Wiederversorgung unterbrochener Kunden im Mittel- und Niederspannungsnetz (mit Ausnahme der Wiederinbetriebnahme eines fehlerhaften Betriebsmittels nach Ablauf der Aus-Dauer und dem Einsatz eines Netzersatzaggregates) erstrecken sich über die Wiederversorgungsdauer  $T_S$ . Die

einzelnen Wiederversorgungsmaßnahmen werden nicht individuell nachgebildet, sondern durch eine Gerade der sukzessiv auf 0 kW verminderten unterbrochenen Leistung implizit berücksichtigt.

Nach Abschluss der Wiederversorgungsmaßnahmen verbleibt ggf. eine unterbrochene Leistung  $P_2$ . Die Verzögerungsdauer  $T_D'$  beinhaltet neben einer eventuellen Aktivierung eines spezialisierten Betriebsmitarbeiters die Reisezeit, die der Betriebsmitarbeiter benötigt, um von seiner derzeitigen Position, an der er sich nach Abschluss der Wiederversorgungsmaßnahmen befunden hat, zum Störungsort zu gelangen. Die abschließende Reparatur bzw. der Einsatz eines Netzersatzaggregats erfolgt während der Dauer  $T_R$ .

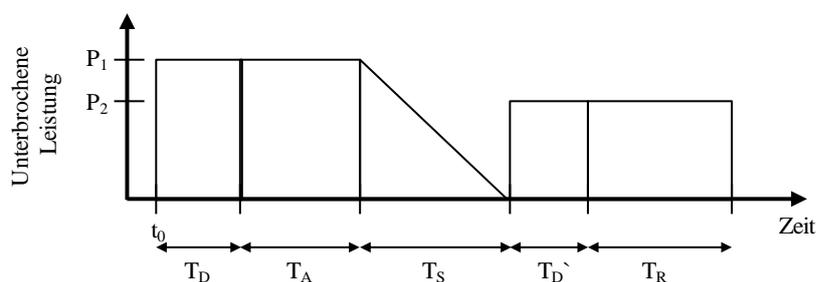


Abbildung 3.7: Störungsprofil Mittelspannung / Niederspannung (angelehnt an [80])

### 3.2.3 Ressourcenmodell

Mit Hilfe des Ressourcenmodells erfolgt die im Rahmen des Störungsgeschehens relevante Nachbildung der Mitarbeiter im Netzbetrieb und der Betriebsorganisation des Netzbetreibers. Die modellierten *Betriebsmitarbeiter* können sich durch unterschiedliche Spezialisierungen (bspw. zur Bearbeitung von sekundärtechnischen Störungen), unterschiedliche räumliche Zuständigkeitsbereiche und ihre Wohnorte unterscheiden. In der betrieblichen Praxis wie auch in dem Ressourcenmodell wird zwischen *regulärer Arbeitszeit* und *Rufbereitschaftszeit* unterschieden. Während der regulären Arbeitszeit stehen sämtliche Betriebsmitarbeiter für die Ausführung notwendiger Maßnahmen im Zuge der Störungsbearbeitung zur Verfügung und sind in geplanten Tätigkeiten im Netzgebiet gebunden. Dementsprechend starten sie die Anreise zur Störungsbearbeitung von ihrem derzeitigen Ort innerhalb des Netzgebietes aus. Während der Rufbereitschaftszeit (nachts und am Wochenende) steht eine begrenzte Anzahl der Betriebsmitarbeiter zur Verfügung. Sie starten die Störungsbearbeitung stets von ihrem Wohnort aus.

*Zuständigkeitsbereiche* grenzen die Verantwortlichkeiten verschiedener Organisationseinheiten voneinander ab und werden in dem Modell durch Zuordnung von Knoten gebildet. Sie können prinzipiell überlappen, sodass Betriebsmitarbeiter aus mehreren Organisationseinheiten an den Betriebsmitteln innerhalb eines Knotens agieren dürfen

(so genanntes *übergreifendes Arbeiten*). Die Aufteilung der Zuständigkeitsbereiche ist wie auch die Anzahl und Positionierung von Betriebsmitarbeitern prinzipiell zeitabhängig gestaltet, da die betriebliche Praxis zeigt, dass die Aufteilung der Zuständigkeitsbereiche während der Rufbereitschaftszeiten von deren Aufteilung während der regulären Arbeitszeit abweichen kann.

### 3.2.4 Zuordnungsmodell

In dem Betriebsmodell bildet das Zuordnungsmodell die zentrale Einheit, um die Entscheidungen der Betriebsführung über den Einsatz der Betriebsmitarbeiter nachzubilden mit dem Ziel, das Integral der unterbrochenen Leistung über die Zeit zu minimieren [15, 81]. Zu diesem Zweck wird die marginale Wiederherstellungseffizienz  $w_{ij}$  eingeführt:

$$w_{ij} = \frac{P_j}{T_j + T_{Dij}} \quad (3.1)$$

Die Wiederherstellungseffizienz stellt den Wert der Leistung dar, der im Mittel pro Zeiteinheit durch den Einsatz von Betriebsmitarbeiter  $i$  bei der Störung  $j$  wiederversorgt werden kann.  $P_j$  stellt dabei die unterbrochene Leistung der Störung  $j$  dar, welche während der Dauer  $T_j + T_{Dij}$  wiederversorgt werden kann.  $T_j$  beschreibt die benötigte Dauer für Analyse und Wiederversorgung (vgl.  $T_A + T_S$  in Abbildung 3.7) bzw. die Dauer bis zur Beendigung der Reparaturmaßnahmen ( $T_R$ ). Die Reisezeit des Betriebsmitarbeiters  $i$  zur Störung  $j$  wird durch  $T_{Dij}$  repräsentiert.

Eine Störung gilt in dem Betriebsmodell als aktiv, sobald sie aufgetreten ist und noch nicht beendet wurde. Die Informationen zu der unterbrochenen Leistung  $P_1$  (vgl. Abbildung 3.7), der Analysedauer  $T_A$  und der Wiederversorgungsdauer  $T_S$  gelten mit dem Eintrittszeitpunkt der Störung als für die Netzführung bekannt. Die verbleibenden Parameter  $P_2$  und  $T_R$  werden nach Ablauf der Wiederversorgungsdauer  $T_S$  bekannt.

Die Minimierung der unterbrochenen Leistung erfolgt über die optimale Zuordnung der Betriebsmitarbeiter mit dem Ziel die Verzögerungsdauern  $T_D$  und  $T_D'$  zu minimieren. Der Aufwand zur Berechnung dieses kombinatorischen Problems steigt mit der Problemgröße (Anzahl der parallelen Störungen und Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter) exponentiell an und kann als *k-traveling repairman problem* mathematisch formuliert werden [82, 83]. Es ist dabei nicht unbedingt nötig, die ständigen Zuordnungsentscheidungen immer optimal zu treffen. Die praktische Vorgehensweise der Betriebsführung zur Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Störungen ist vielmehr sinnvoll nachzubilden. Dazu ist es ausreichend, einen „gierigen Lösungsansatz“ (sog. *greedy algorithm*) zu wählen, der das Gesamtproblem in Teilprobleme aufteilt und die optimale Zuordnung für jedes Teilproblem separat bestimmt [84].

Das lineare Optimierungsproblem lässt sich wie folgt formalisieren:

Die verfügbaren Betriebsmitarbeiter zum Zeitpunkt  $t$  seien durch  $R(t)$  beschrieben,  $I(t)$  seien alle zum Zeitpunkt  $t$  aktiven Störungen. Für eine Störung  $j$  mit  $j \in I(t)$  gilt:

$$z_j := \begin{cases} 1 & \text{falls Störung } j \text{ bearbeitet wird} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.2)$$

und für  $i \in R(t)$  und  $j \in I(t)$  sei

$$x_{ij} := \begin{cases} 1 & \text{falls Betriebsmitarbeiter } i \text{ Störung } j \text{ zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.3)$$

Ziel der Optimierung ist es, die gesamte Wiederherstellungseffizienz zu maximieren:

$$\text{Maximiere } \sum_{i \in R(t), j \in I(t)} w_{ij} \cdot x_{ij} \quad (3.4)$$

Die Nebenbedingungen sind, dass jeder Betriebsmitarbeiter  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  nur genau einer Störung  $j$  zugeordnet sein kann:

$$\sum_{j \in I(t)} x_{ij} \leq 1 \quad \forall i \in R(t) \quad (3.5)$$

und jede Störung  $j$  durch die je Störung vorgegebene Anzahl  $n_{rj}$  der Betriebsmitarbeiter  $i$  bearbeitet wird:

$$\sum_{i \in R(t)} x_{ij} \leq n_{rj} \cdot z_j \quad \forall j \in I(t) \quad (3.6)$$

Das Zuordnungsmodell bewirkt, dass bei Engpässen von Betriebsmitarbeitern – also sofern die Anzahl der Störungen größer ist als Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter ( $j > i$ ) – die Störung mit der geringsten Wiederherstellungseffizienz aufgeschoben wird. Zu Maximierung der Wiederherstellungseffizienz werden die Betriebsmitarbeiter mit der geringsten Reisezeit der jeweiligen Störung zugeordnet. Diese Zuordnungsentscheidung bleibt bestehen bis sich die Anzahl der Störungen (durch eine zusätzlich auftretende Störung oder die Beendigung einer Störung) oder die Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter (aufgrund Arbeitszeitwechsel von regulärer Arbeitszeit nach Rufbereitschaftszeit oder umgekehrt) ändert. Entsprechend der vorhergehenden mathematischen Formulierung erfolgt dann eine erneute Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu den aktiven Störungen.

### 3.3 Vor- und Nachteile der Modelle

Die in den Abschnitten 3.1 und 3.2 vorgestellten Modelle bilden jeweils für sich sehr detailliert einen Bereich der Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit (entsprechend Abschnitt 2.5) nach.

Die Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung konzentrieren sich auf die detaillierte Abbildung der untersuchten Netze sowie deren technischer Eigenschaften. Durch die Simulation des umfassenden Ausfallgeschehens (Ausfallmodelle) und der detaillierten Wiederversorgungsstrategie (Wiederversorgungsmodelle) werden die Einflüsse von Anpassungen in der Netzstruktur auf die Versorgungszuverlässigkeit quantifiziert. Durch die Vorgabe mittlerer Dauern manueller Schalthandlungen und mittlerer Aus-Dauern fehlerhafter Betriebsmittel wird jedoch negiert, dass diese Dauern stark variieren können. Die Anzahl und Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern während regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit, die Eigenschaften von Zuständigkeitsbereichen und die geographischen Eigenschaften des betrachteten Netzgebietes beeinflussen den individuellen Ausführungszeitpunkt von Schalthandlungen und Reparaturen jedoch entscheidend. Die Abhängigkeit der Wiederversorgungsmodelle von den betrieblichen Eigenschaften des Netzbetreibers kann in den beschriebenen Zuverlässigkeitsmodellen nur implizit dadurch wiedergegeben werden, dass für jedes Betriebsmittel individuelle Dauern für Freischaltungen und Schalthandlungen angegeben werden, die der untersuchten Betriebsorganisation und der geographischen Eigenschaften des Netzgebietes Rechnung tragen. Weiterhin wird es nicht möglich den Fall einer Knappheit von Betriebsmitarbeitern bei Auftreten zeitlich paralleler Ausfälle und die daraufhin erhöhte Dauer bis zur Wiederherstellung der Versorgung bzw. des ursprünglich geplanten Netzzustandes in die Betrachtungen mit einzubeziehen.

In den vorgestellten *Betriebsmodellen* wird dieser Aspekt der Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit durch die Organisation der Netzbetreiber detailliert nachgebildet, indem Anzahl und Spezialisierung der Betriebsmitarbeiter und deren Zuständigkeitsbereiche während regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit berücksichtigt werden. Ferner wird die betriebliche Zuordnungspraxis zum Ausgleich von Bedarf und Angebot an Betriebsmitarbeitern nachvollzogen. Auf eine Nachbildung des Netzes, der Ausfallmodelle und einer detaillierten Wiederversorgungsstrategie wird jedoch verzichtet. Stattdessen werden historische Störungsdatensätze in Verbindung mit standardisierten Störungsprofilen herangezogen. Es wird ein exemplarischer Zeitabschnitt betrachtet, während dem ein repräsentatives Ausfallgeschehen angenommen und für weitere Untersuchungen zugrunde gelegt wird. Es kann jedoch nicht zwingend davon ausgegangen werden, dass eben dieser Zeitabschnitt tatsächlich als repräsentativ gelten kann, da sich die Anzahl, Orte und Eintrittszeitpunkte von Störungen sowie deren möglicherweise zufällige zeitliche Ballung von Jahr zu Jahr stark

unterscheiden können. Da die in Abschnitt 3.1.3 beschriebenen Ausfallmodelle und deren Eintrittshäufigkeiten nicht explizit abgebildet werden, ist es ferner nicht möglich, technologiebedingte Änderungen der Häufigkeit von Störungsereignissen sowie technische Restrukturierungen des Netzes abzubilden und in die Ermittlung von Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit einfließen zu lassen.

Tabelle 3.1 zeigt noch einmal zusammenfassend die Vor- und Nachteile der vorgestellten Modelle hinsichtlich des Detaillierungsgrades der Nachbildung von Netz und Netzbetrieb.

**Tabelle 3.1: Vor- und Nachteile der vorgestellten Modelle bzgl. der Nachbildung von Netz und Netzbetrieb**

<b>Modelle</b>	<b>Nachbildung des Netzes</b>	<b>Nachbildung des Netzbetriebs</b>
<b>Zuverlässigkeitsmodelle</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Detaillierte Nachbildung des Energieversorgungsnetzes (Betriebsmittel, Schalt- und Schutzeinrichtungen, Lasten)</li> <li>– Detaillierte Simulation des Ausfallgeschehens (Ausfallmodelle)</li> <li>– Detaillierte Simulation der Wiederversorgungsstrategie (Wiederversorgungsmodelle)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anwendung vorgegebener Freischaltdauern</li> <li>– Anwendung vorgegebener Schaltdauern</li> <li>– Anwendung vorgegebener Ausdauern der Betriebsmittel</li> <li>– Keine Berücksichtigung von Einflüssen aus der Betriebsorganisation</li> </ul>
<b>Betriebsmodell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Nutzung von historischen Störungsdatensätzen</li> <li>– Anwendung standardisierter Störungsprofile</li> <li>– Vereinfachte Nachbildung der Wiederversorgung durch linear über der Zeit abfallende unterbrochene Leistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Detaillierte Nachbildung von Zuständigkeitsbereichen einzelner Betriebseinheiten</li> <li>– Detaillierte Nachbildung von Anzahl, Qualifikation, Wohnort und korrespondierendem Zuständigkeitsbereich von Betriebsmitarbeitern</li> <li>– Differenzierung zwischen regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit</li> <li>– Simulation der betrieblichen Zuordnungspraxis zum Ausgleich von Bedarf und Angebot an Betriebsmitarbeitern</li> </ul>



## **4 Kombination von Zuverlässigkeitsmodellen und Betriebsmodellen**

### **4.1 Übersicht**

In Kapitel 2 dieser Arbeit wurde herausgearbeitet, dass die Netzbetreiber aufgrund der Einführung der Qualitätsregulierung die Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit stärker in ihre Betrachtungen zur Optimierung ihrer Gesamtkosten einbeziehen müssen. Der Fokus kann sich dabei nicht ausschließlich auf Aspekte der Investition in Netze und Netzbetriebsmittel beschränken, sondern muss auch die Einflüsse der Betriebsorganisation sowie das Zusammenwirken aus Netzinvestitionen und Betriebsorganisation berücksichtigen. Dies ist insbesondere für Betreiber von Mittelspannungsnetzen relevant, da diese einen großen Teil der Nichtverfügbarkeit der Versorgung auf (Niederspannungs-) Kundenseite verursachen [85]. Gleichzeitig bietet sich den Netzbetreibern – gerade auch auf der Mittelspannungsebene – eine Vielzahl an prinzipiellen Möglichkeiten auf Netz- und Netzbetriebsseite zur Anpassung der Versorgungszuverlässigkeit.

In diesem Kapitel wird ein Modell eingeführt, welches die Aspekte zur Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit sowohl auf Seiten der Netze, wie auch auf Seiten des Netzbetriebs in einen zusammenhängenden Kontext stellt. Es vereint die in Kapitel 3 vorgestellten Modelle zur Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation mit dem Ziel, deren modellimmanente Schwächen im Bereich der Nachbildung der jeweils wechselseitigen Rahmenbedingungen zu überwinden. Dazu werden in diesem Kapitel die Anforderungen an das Gesamtmodell formuliert und das entsprechende Konzept aufgezeigt. Zur Zusammenführung der Modelle aus Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation werden Modell- und Verfahrensanpassungen notwendig, die für jedes Einzelmodell beschrieben werden. Dazu zählen bspw. die Einführung der Differenzierung nach Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung, die Extraktion von Entstörungstätigkeiten aus Störungsabläufen und die tätigkeitsbezogene Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis. Die Möglichkeiten zur Ergebnisbewertung werden abschließend behandelt.

## 4.2 Anforderungen an ein Gesamtmodell

Ein ganzheitliches Modell zur Simulation der Einflüsse von Netz und Netzbetrieb auf die Versorgungszuverlässigkeit und damit die Erlössituation von Netzbetreibern muss sämtliche Aspekte von Netz und Netzbetrieb detailliert beschreiben, sodass die relevanten Variablen und deren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit untersucht und quantifiziert werden können. Das Gesamtmodell muss den folgenden Anforderungen genügen:

### 1. Nachbildung des zu untersuchenden Netzes

Die Nachbildung des zu untersuchenden Netzes stellt die Grundlagen für alle weiteren Überlegungen und Betrachtungen dar, sodass diesem Aspekt eine besondere Beachtung geschenkt werden muss. Die im Netz vorhandenen Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Sammelschienen, Transformatoren etc.), ihre elektrotechnischen Eigenschaften (Impedanzen, Übersetzungsverhältnisse, Bemessungsströme und –spannungen) sowie deren exakte Zusammenschaltung lassen die Berechnung des Lastflusses zu, sodass sowohl im Normalschaltzustand des Netzes wie auch nach Auftreten eines Fehlers eine Netzzustandsanalyse erfolgen und die Auswirkung auf die Versorgungssituation bestimmt werden können.

Zur Detektion der Auswirkungen von Fehlern auf die Versorgungssituation ist es ferner notwendig, das Netz in Auslösebereiche zu unterteilen, in denen die Betriebsmittel zusammengefasst sind, die gemeinsam von einem Fehler betroffen sind. Dazu sind neben dem Schutzkonzept auch die Leistungsschalter nachzubilden, sodass infolge von Fehlern durch Auslösung von Leistungsschaltern die betroffenen Netzabschnitte aus dem Gesamtnetz getrennt werden können. Neben den Leistungsschaltern im Netz sind auch die weiteren Schaltmöglichkeiten (bspw. Lasttrennschalter im Mittelspannungsnetz) nachzubilden, um die Wiederversorgung nach der Schutzauslösung und selektiven Trennung der Fehlerstelle vom restlichen Netz modellieren zu können.

### 2. Nachbildung der Lasten im zu untersuchenden Netz

Die an das Netz angeschlossenen Lasten sind durch ihre komplexen Scheinleistungen nachzubilden, um sowohl im Normalschaltzustand des Netzes, wie auch im Fehlerfall die Versorgungssituation bewerten zu können.

### 3. Nachbildung des repräsentativen Störungsgeschehens

Es sind die maßgeblichen Ausfälle von Betriebsmitteln im Netz nachzubilden, um mit Hilfe eines repräsentativen Störungsgeschehens zu allgemeingültigen Aussagen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit gelangen zu können. Dazu werden die wichtigsten Ausfallmodelle herangezogen, die das Ausfallgeschehen im Netz beschreiben und somit

die Berechnung der zu erwartenden Versorgungszuverlässigkeit ermöglichen. Diese sind (vgl. Abschnitt 3.1.3):

- Unabhängiger Ausfall, Mehrfachausfall
- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung
- Common-Mode-Ausfall
- Schutzversager, Leistungsschalterversager
- Schutzüberfunktion

Darüber hinausgehend ist die Gewährleistung der Verkehrssicherheit im Netz für Netzbetreiber von entscheidender Bedeutung. Sie wird maßgeblich durch die Häufigkeit und die Dauer von einpoligen Fehlerfällen in kompensiert betriebenen Netzen (Erdschlüsse) bestimmt, sodass diese ebenfalls nachzubilden sind.

#### 4. Nachbildung des detaillierten Wiederversorgungsgeschehens

In Abhängigkeit von der vorliegenden Netzstruktur liegen in Netzen der öffentlichen Versorgung Wiederversorgungsmöglichkeiten zur raschen Beendigung von Versorgungsunterbrechungen vor. Diese sind detailliert nachzubilden (vgl. Abschnitt 3.1.4). Zu unterscheiden ist hier zwischen Maßnahmen, die fernbedient ausgeführt werden können und solchen, die den Einsatz von Betriebsmitarbeitern vor Ort erforderlich machen, da fernbediente Maßnahmen im Regelfall umgehend ausgeführt werden [86].

#### 5. Nachbildung der relevanten Betriebsorganisation von Netzbetreibern

Die Betriebsorganisation von Netzbetreibern hat entscheidenden Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit, da eine Vielzahl der Wiederversorgungsmaßnahmen im Mittel- und Niederspannungsnetz nur unter Einbeziehung von Betriebsmitarbeitern ausgeführt werden kann. Die Betriebsmitarbeiter sind mit ihren Eigenschaften (hier insbesondere Qualifikation und Wohnort) nachzubilden, sodass sie innerhalb der Betriebsorganisation während regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit zu geographischen Zuständigkeitsbereichen zugeordnet werden können.

#### 6. Nachbildung der betrieblichen Zuordnungsentscheidung

Die Nachbildung der betrieblichen Entscheidung über die Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten ist realitätsgetreu auszuführen.

#### 7. Nachbildung der infrastrukturellen Gegebenheiten des Netzgebietes

Die infrastrukturellen Gegebenheiten des untersuchten Netzgebietes haben entscheidenden Einfluss darauf, wie schnell Betriebsmitarbeiter am Ort eines Fehlers sein können und auf welchem Wege sie dorthin gelangen. Die relevante Verkehrsinfrastruktur ist durch Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu beschreiben, um die Dauer bis zum Erreichen eines Störungsortes durch einen Betriebsmitarbeiter und den Zeitverzug zwischen Tätigkeiten an verschiedenen Orten im Netzgebiet bestimmen zu können.

## 8. Schaffung von Bewertungsmöglichkeiten

Das Gesamtmodell muss sowohl Bewertungsmöglichkeiten für die Quantifizierung von netzseitigen wie auch für netzbetriebsseitigen Veränderungen zur Verfügung stellen, sodass neben einer technisch-organisatorischen auch eine monetäre Bewertung von Netz und Netzbetrieb erfolgen kann.

### 4.3 Konzept des Gesamtmodells

Den in Abschnitt 4.2 formulierten Anforderungen an ein ganzheitliches Modell zur Bewertung der Einflüsse von Netz und Netzbetrieb auf die Versorgungszuverlässigkeit wird im Rahmen dieser Arbeit durch die Integration der Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung und der Betriebssimulation in ein zusammenhängendes Modell begegnet. Das entwickelte Gesamtmodell ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

Im Mittelpunkt des Modells steht das *Störungsmodell*, welches die Berechnung prozessual führt und einige ganz wesentliche Anforderungen an das Gesamtmodell bedient. In ihm wird das vollständige, zu untersuchende Energieversorgungsnetz nachgebildet, sodass die Versorgungssituation der ebenfalls modellierten Lasten und angeschlossenen Kunden bestimmt werden kann. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.1.3 erläuterten Ausfallmodelle der Zuverlässigkeitsberechnung wird das repräsentative Störungsgeschehen nachgebildet. Mit Hilfe der vorgestellten Wiederversorgungsmodelle (Abschnitt 3.1.4) wird die günstigste Reihenfolge von Freischaltungen, Schalthandlungen und Reparaturmaßnahmen bestimmt, die die schnellstmögliche Wiederversorgung aller unterbrochener Kunden sicherstellt, bzw. bei Vorgängen ohne Versorgungsunterbrechung den Normalschaltzustand des betrachteten Netzes wiederherstellt. Im Zuge der Zuverlässigkeitsberechnung erfolgt die Erzeugung von Fehlerkombinationen der im Netz vorliegenden Betriebsmittel nach der homogenen Markov-Methode (vgl. Abschnitt 3.1.5). Die für jede Ausfallkombination individuelle Wiederversorgungsstrategie bildet die Basis für die Bestimmung des notwendigen Bedarfs an Betriebsmitarbeitern, welcher durch das Angebot an Betriebsmitarbeitern zu decken ist.

Das Modell der *Betriebssimulation*<sup>8</sup> beinhaltet in Abschnitt 3.2 beschriebene Betriebsmodelle nach [10] und [15], sodass die dezidierte Nachbildung der relevanten Betriebsorganisation von Netzbetreibern ermöglicht wird. Die dem Netzbetrieb zur Verfügung stehenden Betriebsmitarbeiter sowie deren Eigenschaften werden wie folgt definiert:

- Qualifikation, Wohnort und betriebliche Zuordnung der Betriebsmitarbeiter

---

<sup>8</sup> Im Folgenden auch als *Betriebsmodell* bezeichnet.

- Anzahl der in einem Gebiet verfügbaren Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit
- Anzahl der in einem Gebiet verfügbaren Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit

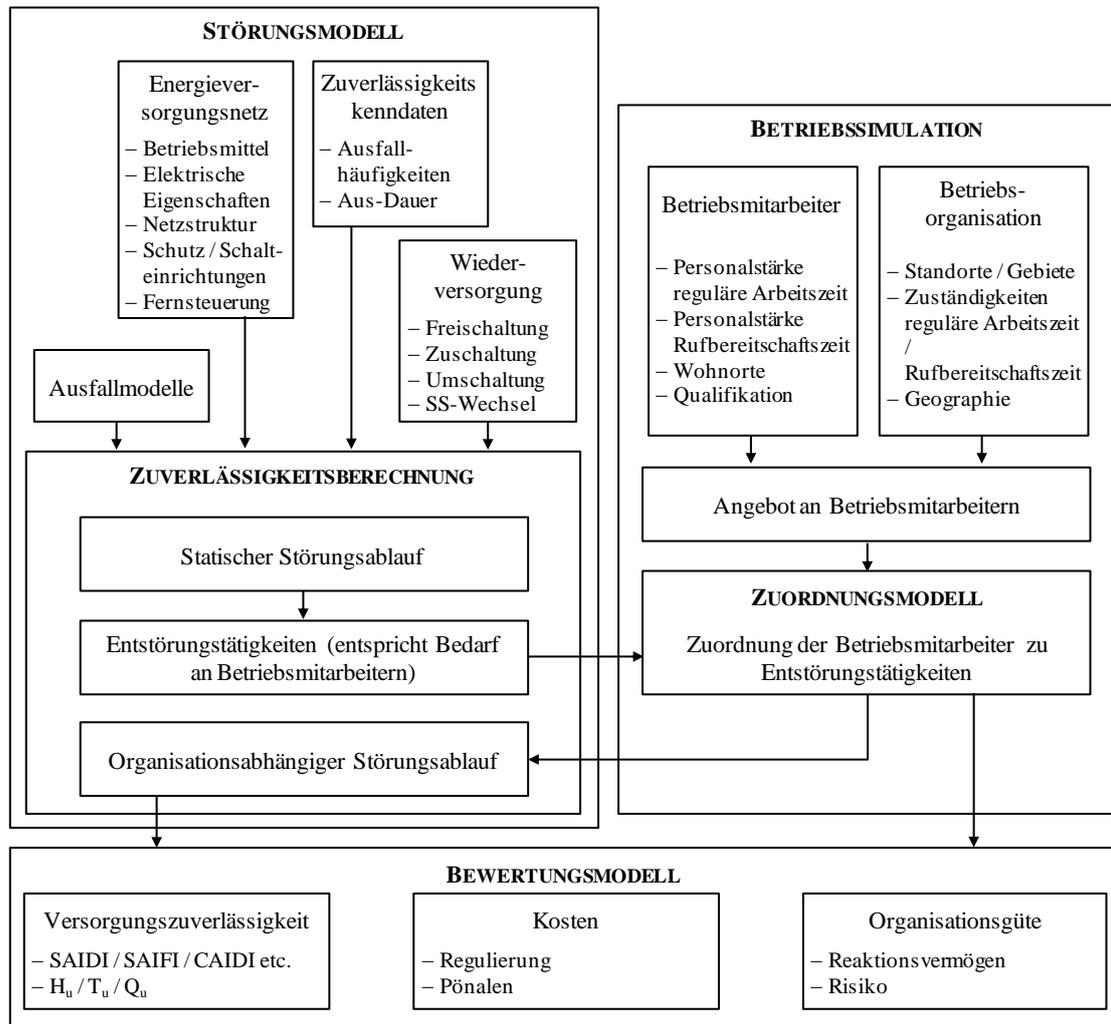


Abbildung 4.1: Komponenten des Gesamtmodells

Mit Hilfe eines Knoten-Kanten-Modells werden die geographischen und infrastrukturellen Eigenschaften des betrachteten Versorgungsgebietes abgebildet. Ergebnis ist, dass für die modellierten Betriebsstrukturen und Betriebsmitarbeiter aber auch für die im Störungsmodell über die Netztopologie abgebildeten Betriebsmittel eindeutige geographische Zuordnungen erfolgen können.

Das Betriebsmodell bildet also in Verbindung mit den betriebsorganisatorischen Rahmenbedingungen das Angebot an Betriebsmitarbeitern während der regulären Arbeitszeit und der Rufbereitschaftszeit ab. Dadurch wird es mit dem Zuordnungsmodell innerhalb des Betriebsmodells möglich, den Bedarf an Betriebsmitarbeitern (aus der Zuverlässigkeitsberechnung) und das Angebot der Betriebsmitarbeiter (aus dem Betriebsmodell) gegenüber zu stellen. Unter Nachbildung der betrieblichen

Entscheidungspraxis erfolgt die Zuordnung der Betriebsmitarbeiter zu Entstörungstätigkeiten.

Das *Bewertungsmodell* dient dazu, die gängigen kundenindividuellen und systembezogenen Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit aus den Ergebnissen der Berechnungen des vorgestellten Gesamtmodells zu ermitteln, sodass neben den Einflüssen der Netze auch die Einflüsse aus dem Netzbetrieb auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit quantifiziert werden können. Aus den Störungen selbst und in Verbindung mit den Modellen der Qualitätsregulierung (vgl. Abschnitt 2.3) lassen sich Kostenveränderungen darstellen. Zusätzlich werden Kenngrößen ermittelt, die die Quantifizierung der Güte einer Betriebsorganisation erlauben.

## **4.4 Erweiterung der Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung**

### **4.4.1 Übersicht**

Die Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung (vgl. Abschnitt 3.1) bieten eine umfassende Basis für die Modellierung von Netz und Netzbetrieb im Rahmen dieser Arbeit. In diesem Abschnitt werden die über Abschnitt 3.1 hinausgehenden notwendigen Anpassungen und Erweiterungen in der Modellbildung beschrieben.

Das erweiterte Verfahren zur Integration der Betriebssimulation in die Zuverlässigkeitsberechnung sowie die Beschreibung der zeitlichen Differenzierung zwischen regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit wird zu Beginn des folgenden Abschnitts erläutert. Weiterhin wird die Implementierung des Ausfallmodells Erdschluss beschrieben, da es einen wesentlichen Einfluss auf die Kenngrößen der Organisationsgüte haben kann. Da aus den Wiederversorgungsmodellen zur Quantifizierung des Bedarfs an Betriebsmitarbeitern Entstörungstätigkeiten abgeleitet werden können, erfolgt die Beschreibung des entsprechenden Verfahrens und abschließend die notwendige Unterscheidung zwischen manuellen und fernbedienten Frei- und Umschaltmaßnahmen.

### **4.4.2 Verfahrensbeschreibung**

Das Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung wurde im Rahmen dieser Arbeit dahingehend angepasst, dass der statische Störungsablauf um die Einflüsse der Betriebsorganisation ergänzt wurde. In Abbildung 4.2 ist die wesentliche Erweiterung des Verfahrens zur Integration der Betriebssimulation dargestellt.

Wie auch in dem in Abschnitt 3.1.5 vorgestellten Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung werden nach der Datenbereitstellung und –aufbereitung Ausfallkombinationen von fehlerhaften Betriebsmitteln erzeugt und auf ihre Auswirkungen auf die Versorgungssituation im Netz hin analysiert. Sofern diese eine

Versorgungsunterbrechung beinhaltet, wird die Wiederversorgungsstrategie unter Berücksichtigung der Wiederversorgungsmodelle ermittelt, die unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten des Netzes zur schnellstmöglichen Beendigung von Versorgungsunterbrechung führt.

Dadurch wird der statische Störungsablauf entsprechend Abbildung 3.5 unter Berücksichtigung der vorgegebenen Dauern für Freischaltungen ( $T_{\text{Frei}}$ ), Schalthandlungen ( $T_{\text{Schalt}}$ ) und Reparaturen ( $T_{\text{Aus}}$ ) ermittelt. Da der Störungsablauf aber noch nicht auf den Ergebnissen der Betriebssimulation beruht, wird diese in der Folge ausgeführt. Dazu werden aus den relevanten Wiederversorgungsmodellen und dem statischen Störungsablauf die notwendigen Entstörungstätigkeiten abgeleitet (vgl. Abschnitt 4.4.3.3) und an die Betriebssimulation übergeben.

Die Betriebssimulation – in Abbildung 4.2 als „Black-Box“ dargestellt <sup>9</sup> – sorgt unter vollständiger Nachbildung der Betriebsorganisation für die Zuordnung der Betriebsmitarbeiter zu Entstörungstätigkeiten. Sie stellt der Zuverlässigkeitsberechnung die netzbetriebsabhängigen Dauern für die relevanten Freischaltungen, Schalthandlungen und Reparaturen zur Verfügung. Die netzbetriebsabhängigen Dauern der Entstörungstätigkeiten werden abschließend in die Dauern der Wiederversorgungsmodelle überführt. Unter Berücksichtigung der korrigierten Dauern der Wiederversorgungsmodelle wird das Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung (Netzzustandsanalyse, Modellierung der Wiederversorgung) erneut durchlaufen, sodass der vollständig netzbetriebsabhängige Störungsablauf entsteht (vgl. Abschnitt 4.4.3.4).

---

<sup>9</sup> Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung der Betriebssimulation findet sich in Abschnitt 4.5.

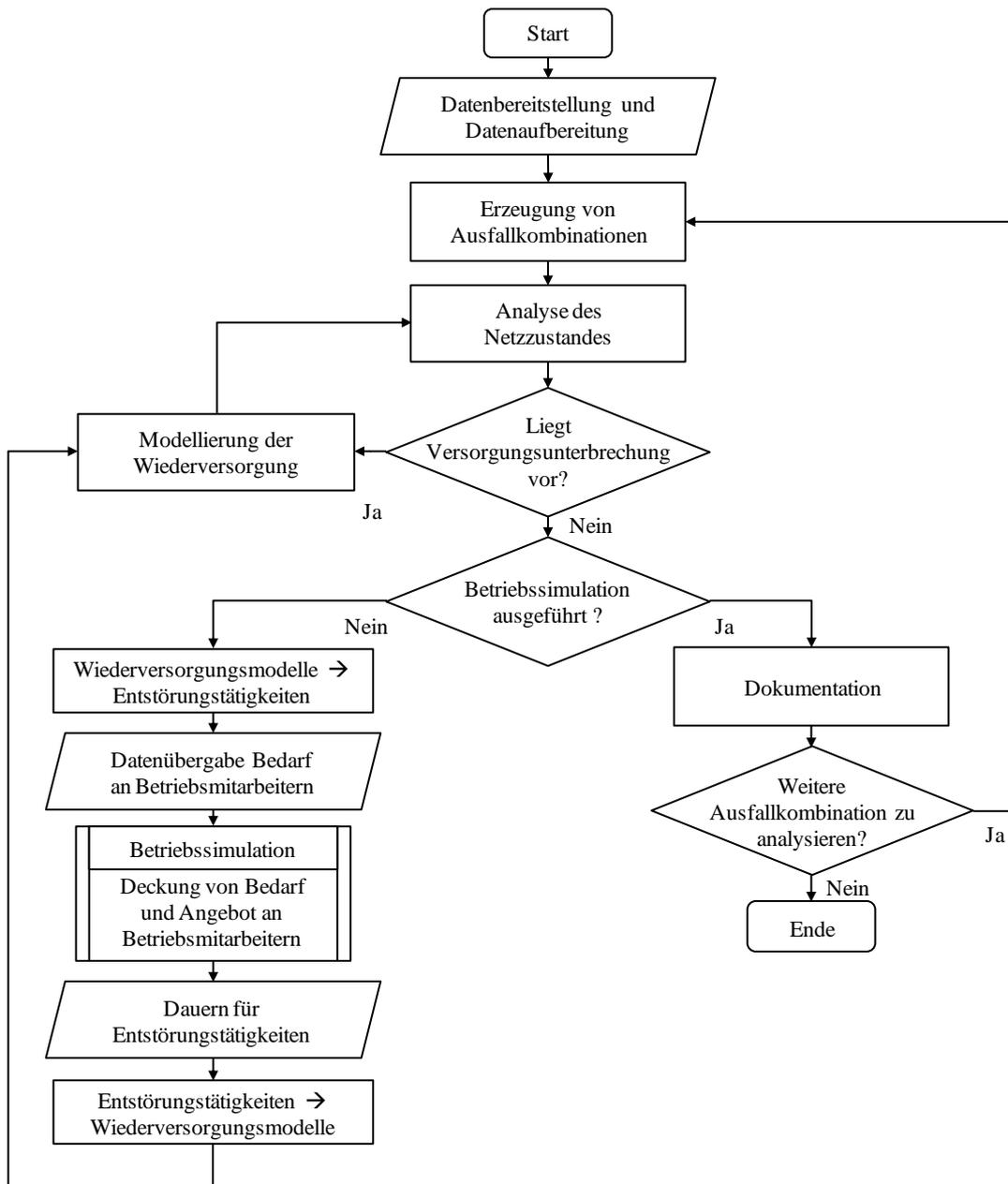


Abbildung 4.2: Verfahren der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung

### 4.4.3 Übergang von Wiederversorgungsmodellen zu Entstörungstätigkeiten

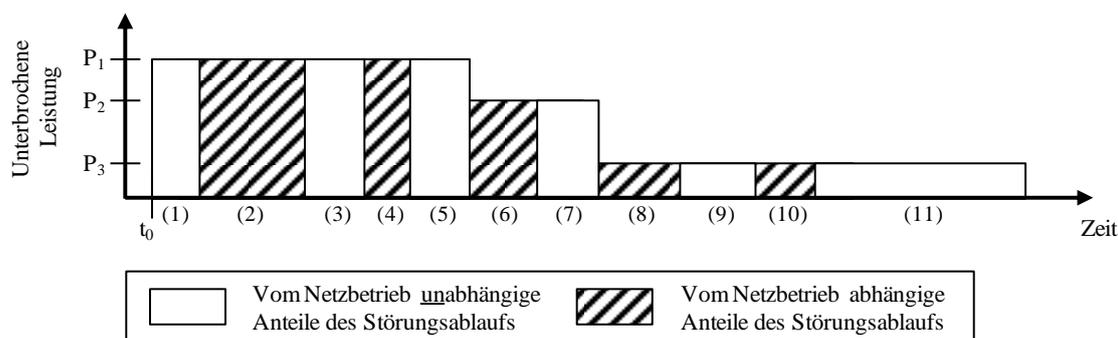
#### 4.4.3.1 Übersicht

Die in Abschnitt 3.1.4 vorgestellten Wiederversorgungsmodelle haben zum Ziel die einzelnen Schritte für die Wiederversorgung von Kunden nach einer Versorgungsunterbrechung nachzubilden. Sie fokussieren sich dabei auf die auf Seiten des Netzes relevanten Schritte, ohne den Einsatz von Betriebsmitarbeitern näher in die Betrachtung einzubeziehen.

Bei der ganzheitlichen Nachbildung der Einflüsse von Netz und Netzbetrieb auf die Versorgungszuverlässigkeit ist der statische Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung (vgl. Abbildung 3.5) einer weitergehenden Analyse zu unterziehen. Im Folgenden wird der statische Störungsablauf in Anteile, die von der Organisation der Betriebsmitarbeiter abhängen, und netzbetriebsunabhängige Anteile aufgegliedert, sodass im Anschluss die notwendigen Entstörungstätigkeiten, die durch Betriebsmitarbeiter im Zuge der Störungsbehebung auszuführen sind, abgeleitet werden können.

#### 4.4.3.2 Netzbetriebsabhängigkeit von Störungsabläufen

Abbildung 4.3 zeigt den exemplarischen Störungsablauf einer Mittelspannungsstörung. Die Anteile des Störungsablaufs, die eine Abhängigkeit von der Betriebsorganisation besitzen sind darin diagonal schraffiert hervorgehoben. Anteile, die nicht durch den Einsatz von Betriebsmitarbeitern verkürzt oder verlängert werden können, gelten als netzbetriebsunabhängig und sind in Weiß dargestellt. Die genauer zu betrachtenden Phasen des Störungsablaufs sind durchnummeriert und werden im Folgenden näher erläutert.



**Abbildung 4.3: Exemplarischer, netzbetriebsabhängiger Störungsablauf einer Mittelspannungsstörung mit Versorgungsunterbrechung**

- (1) Die Meldung zur Störung (in Mittelspannungsnetzen im Allgemeinen aufgrund einer Schutzauslösung) erscheint auf dem Netzleitssystem in der Netzleitstelle, sodass durch den Mitarbeiter in der Netzleitstelle eine erste Analyse der Störungsursache und des Ortes der Störung ausgeführt werden kann<sup>10</sup>. Anschließend erfolgt im Allgemeinen die *Aktivierung eines Betriebsmitarbeiters*, damit die Bearbeitung vor Ort erfolgen kann. Insbesondere während der Rufbereitschaftszeit verstreicht eine Dauer, in der der Betriebsmitarbeiter seinen Einsatz vorbereiten muss.
- (2) Anschließend erfolgt die *Anreise* des Betriebsmitarbeiters von seinem derzeitigen Ort zum Störungsort. Sofern nicht ausreichend

<sup>10</sup> Die Störungsmeldung in Niederspannungsnetzen erfolgt im Allgemeinen nicht automatisiert, sondern durch die telefonische Information unterbrochener Kunden an den Netzbetreiber.

Betriebsmitarbeiter zur Verfügung stehen, kann es zu einer Verzögerung der Anreise kommen.

- (3), (5),  
(7) Sobald der Betriebsmitarbeiter am Ort der Störung ist, erfolgt nach einer ersten Analyse der Beginn der Wiederversorgung. Hierzu ist eine ausführliche Kommunikation zwischen Mitarbeiter in der Netzleitstelle und Betriebsmitarbeiter notwendig (Schaltgespräch) [87]. Gemeinsam erfolgen die Planung des weiteren Vorgehens zur Wiederversorgung aller unterbrochenen Kunden und damit auch die Festlegung der einzelnen Schritte zur Wiederversorgung.

Die notwendigen *Freischaltungen* und *Schalthandlungen* können entsprechend der Ausrüstung des Netzes mit Fernsteuerung fernbedient oder mittels eines Betriebsmitarbeiters vor Ort ausgeführt werden. Hier muss klar differenziert werden, da fernbediente Freischaltungen und Schalthandlungen in der Netzleitstelle ohne Verzögerung ausgeführt werden [86]. Zum Teil können nach Ausführung von manuellen Freischaltungen fehlerfreie im Auslösebereich befindliche Betriebsmittel durch fernbediente Schalthandlungen wieder zugeschaltet und damit ein Teil der unterbrochenen Lasten wiederversorgt werden. Zu erkennen ist dies in Abbildung 4.3 anhand der nach der Ausführung einer manuellen Freischaltung verminderten unterbrochenen Leistung<sup>11</sup>.

Sofern die Ausführung der Schalthandlung vor Ort durch einen Betriebsmitarbeiter erfolgt, ist im Allgemeinen ein Schaltgespräch zu führen in dem die Schaltung durch den Mitarbeiter in der Netzleitstelle angewiesen wird. Während dieses Schaltgesprächs erfolgt dann die Übergabe einer Schalterlaubnis vom Mitarbeiter in der Netzleitstelle an den Betriebsmitarbeiter vor Ort, welcher dann die Schalthandlung ausführt. Daraufhin wird zurückgemeldet, dass die Schaltung ausgeführt wurde, sodass die Dokumentation dieser im Netzleitstellensystem erfolgen kann.

Sofern ein Erdschluss in kompensiert oder isoliert betriebenen Netzen vorliegt, werden in dieser Prozessphase auch entsprechende Suchschaltungen durchgeführt, um den genauen Fehlerort zu detektieren.

- (4), (6),  
(8) Sobald eine Tätigkeit im Zuge der Störungsbearbeitung durch einen Betriebsmitarbeiter vor Ort abgeschlossen ist, erfolgt die notwendige

---

<sup>11</sup> Entsprechende fernbediente Schalthandlungen durch Mitarbeiter auf der Netzleitstelle werden im Zuge dieser Arbeit nicht explizit nachgebildet. Es wird der Annahme gefolgt, dass störungsbedingte fernbediente Schalthandlungen durch Personal auf der Netzleitstelle umgehend ausgeführt werden können. [86, 87]

Anreise zur nächsten Tätigkeit, deren Dauer sowohl vom Netzbetrieb, wie auch von den infrastrukturellen Gegebenheiten abhängig ist.

- (9) Nach Ausführung aller Schalthandlungen steht die weitergehende Analyse des Fehlers vor Ort an. Sie beginnt im Allgemeinen erst nach Abschluss aller Schalthandlungen, da durch diese im Mittelspannungsnetz bereits die Mehrzahl der Kunden wiederversorgt werden kann. Die Analyse hat zum Ziel, das weitere Vorgehen im Zuge der Reparatur bzw. bzgl. des temporären Einsatzes eines Netzersatzaggregates festzulegen.

Es gibt zwei prinzipielle Möglichkeiten wie die weitere Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels erfolgen kann:

- Der Betriebsmitarbeiter, der vor Ort ist, kann den Fehler selbst beheben, die Reparatur erfolgt umgehend.
- Der Betriebsmitarbeiter, der Ort vor ist, kann den Fehler nicht selbst beheben. Dies kann mehrere Gründe haben: Entweder ihm fehlt aufgrund der Komplexität des Fehlers die notwendige Spezialisierung zur Reparatur oder es werden weitere Betriebsmitarbeiter für die Reparatur benötigt.

- (10) Sofern ein weiterer Betriebsmitarbeiter für die Ausführung der Reparatur notwendig ist, ist dieser durch den Mitarbeiter in der Netzleitstelle anzufordern. Dieser muss, ebenso wie bereits der erste Betriebsmitarbeiter, von seinem aktuellen Aufenthaltsort anreisen.

- (11) Abschließend erfolgt die Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels. In manchen Fällen ist diese notwendig, um auch die letzten unversorgten Kunden wieder zu versorgen, in anderen Fällen besteht kein direkter Zusammenhang zwischen Ausführung der Reparatur und der Versorgungszuverlässigkeit von Kunden. Nach Ablauf der Reparaturdauer steht das Betriebsmittel dem Netz wieder mit vollem Funktionsumfang zur Verfügung. Im Rahmen dieser Arbeit fasst die Dauer der Reparatur sämtliche Maßnahmen im Zuge der Fehlerbeseitigung oder des Ersatzes des Betriebsmittels nach Ausführung aller Freischaltungen, Schalthandlungen und Analysen vor Ort zusammen, einschließlich eventuell planbarer Anteile wie bspw. der Aktivierung von Drittfirmen, Materialbestellung, Rückschaltungen nach Abschluss der Reparaturen etc.

Der Einsatz von Netzersatzaggregaten erfolgt, wenn eine Versorgungsunterbrechung durch Ausführung von Schalthandlungen nicht beendet werden kann. Im Allgemeinen kommt dies bei Ortsnetzstationen vor, die im Stich angebunden sind. Dann vermindert sich die

Unterbrechungsdauer, der im Stich angeschlossenen Kunden, auf die Dauer, die vergeht bis ein Netzersatzaggregat vor Ort und in Betrieb ist.

#### 4.4.3.3 Ermittlung von Entstörungstätigkeiten

Aus dem beschriebenen, komplexen Zusammenspiel des Einsatzes von Mitarbeitern in der Netzleitstelle und Betriebsmitarbeitern werden nun die relevanten *Entstörungstätigkeiten* für die Betriebsmitarbeiter extrahiert.

Die beschriebenen Arbeiten von Betriebsmitarbeitern zur Beseitigung von Mittelspannungsstörungen lassen sich in den folgenden Typen von Entstörungstätigkeiten zusammenfassen:

- *Freischaltung*: Der Vorgang des Freischaltens wird wie folgt definiert [9]:

*Allseitiges Ausschalten oder Abtrennen eines Betriebsmittels [...] von anderen Betriebsmitteln [...] durch Trennstelle, die den zu erwartenden Spannungsunterschieden zwischen dem Betriebsmittel [...] und anderen Stromkreisen standhalten kann.*

Im Rahmen dieser Arbeit wird unter einer einzelnen Freischaltung eine Schalthandlung zur Ausführung der allseitigen Ausschaltung oder Abtrennung eines Betriebsmittels verstanden. In Falle der Freischaltung einer Leitung besteht der Vorgang des Freischaltens folglich aus mindestens zwei separaten Schalthandlungen, jeweils an einem Ende der fehlerhaften Mittelspannungsleitung.

- *Schalthandlung*: Eine Schalthandlung wird im Rahmen der DIN EN 50110-1 [9] wie folgt definiert:

*Schalthandlungen dienen dazu, den Schaltzustand von elektrischen Anlagen zu ändern. [...] Schalthandlungen dürfen vor Ort oder durch Fernsteuerung durchgeführt werden.*

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Begriff der Schalthandlung auf alle Schalthandlungen außer Freischaltungen angewandt. Schalthandlungen können folglich in den Wiederversorgungsmodellen *Wiederinbetriebnahme von durch den Schutzeingriff mit ausgeschalteten aber intakten Betriebsmitteln*, *Einschaltung betriebsmäßig abgeschalteter Verbindungen* und *Sammelschienenwechsel* erfolgen. Sofern Schalthandlungen durch Betriebsmitarbeiter vor Ort ausgeführt werden müssen, liegen manuelle Schalthandlungen vor, sofern eine fernsteuerbare Schalteinrichtung betätigt wird, wird von ferngesteuerten Schalthandlungen gesprochen.

- *Erdschlusssuche*: Im Ausfallmodell Erdschluss wird die genaue Bestimmung des Fehlerortes durch Betriebsmitarbeiter vor Ort notwendig. Diese ist in jedem Fall vor der Abschaltung des Erdschlusses auszuführen.

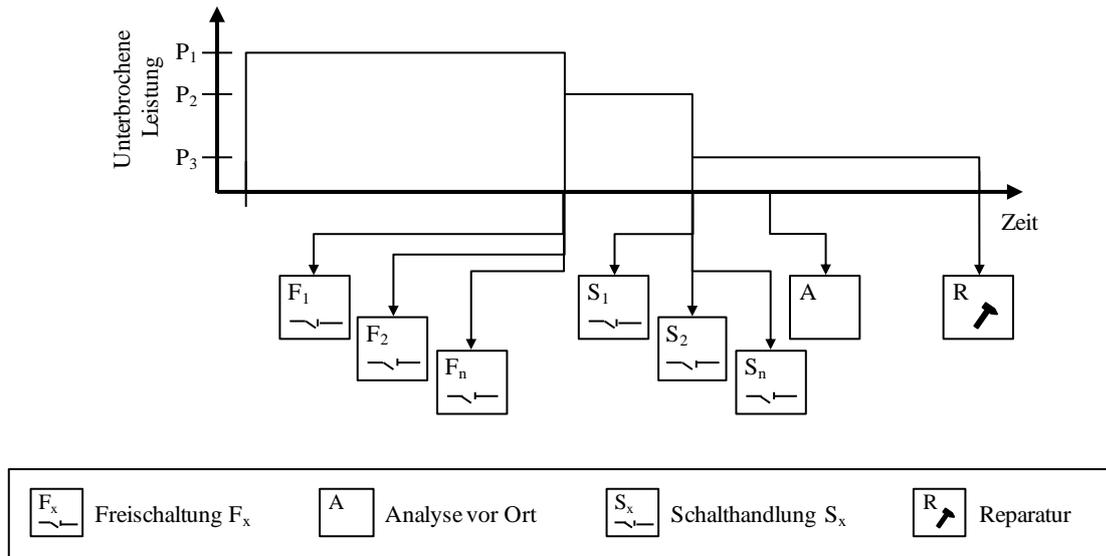
- *Analyse vor Ort*: Vor der Ausführung von Reparaturen ist das fehlerhafte Betriebsmittel einer genauen Analyse vor Ort zu unterziehen, sodass im Anschluss die tatsächliche Reparatur unter Berücksichtigung des Komplexitätsgrades begonnen werden kann. Die Dauer der Analyse vor Ort wird als netzbetriebsunabhängiger Anteil der Aus-Dauer zu 10% der Aus-Dauer des fehlerhaften Betriebsmittels angenommen, jedoch auf maximal 30 Minuten beschränkt.
- *Reparatur*: Unter einer Reparatur wird im Rahmen dieser Arbeit die Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels bzw. der vollständige oder teilweise Austausch von Betriebsmitteln entsprechend der zeitlichen Festlegungen in Gleichung 4.1 verstanden. Die Reparaturdauer ist für diese Betrachtung aus den statischen Größen der Zuverlässigkeitsberechnung (der Aus-Dauer) zu abstrahieren. Die Aus-Dauer, welche üblicherweise als Eingangsgröße der Zuverlässigkeitsberechnung angegeben wird, beschreibt den gesamten Zeitraum, während dessen das fehlerhafte Betriebsmittel dem Netz nicht zur Verfügung steht. Neben den vorgenannten Tätigkeiten der netzbetriebsabhängigen Anreisen, der Ausführung von Schalthandlungen, der Analyse vor Ort und der tatsächlichen Reparatur sind auch Maßnahmen bis zur Wiederinbetriebnahme enthalten [25]. Vor dem Hintergrund, dass die statistischen Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnung auf den Störungen einer Vielzahl von Netzbetreibern und damit verschiedenen geographischen, organisatorischen und netztechnischen Gegebenheiten beruhen, ist die Aus-Dauer um Anteile für Schalthandlungen, Analysen vor Ort und der Anreise von Betriebsmitarbeitern zu reduzieren. Aus diesen Rahmenbedingungen ergibt sich die Berechnungsvorschrift für die Ermittlung der (Netto-) Reparaturdauer eines Betriebsmittels vor Ort:

$$T_{\text{Rep}} = T_{\text{Aus}} - T_{\text{Frei}} - T_{\text{Aus OA}} - T_{\text{Aus OUA}} \quad (4.1)$$

mit:

$T_{\text{Rep}}$	Tatsächliche Reparaturdauer am fehlerhaften Betriebsmittel (Nettoreparaturdauer)
$T_{\text{Aus}}$	Aus-Dauer eines Betriebsmittels
$T_{\text{Frei}}$	Dauer bis zur Freischaltung eines Betriebsmittels
$T_{\text{Aus OA}}$	netzbetriebssabhängiger Anteil des Reparaturvorgangs (Anreise zur Reparatur)
$T_{\text{Aus OUA}}$	netzbetriebssunabhängiger Anteil des Reparaturvorgangs (Analyse vor Ort)

Beispielhaft zeigt Abbildung 4.4 die Überführung von Wiederversorgungsmodellen in Entstörungstätigkeiten anhand eines statischen Störungsablaufs.



**Abbildung 4.4: Extraktion der Entstörungstätigkeiten aus Wiederversorgungsmodellen**

Die Anzahl der notwendigen Entstörungstätigkeit *Freischaltung* und die jeweils mit ihrer Ausführung wiederversorgbare unterbrochene Leistung werden aus der vorliegenden Netzstruktur ermittelt. So ist bspw. das Wiederversorgungsmodell *Freischaltung* ein einzelner Vorgang, der jedoch für die physikalische Freischaltung eines Kabels in zwei Entstörungstätigkeiten des Typs *Freischaltung* mündet. Die notwendigen Schalthandlungen aus den Wiederversorgungsmodellen *Wiederinbetriebnahme von durch den Schutzeingriff mit ausgeschalteten aber intakten Betriebsmitteln* und *Einschaltung betriebsmäßig abgeschalteter Verbindungen* werden ebenfalls ermittelt und als notwendige Entstörungstätigkeiten des Typs *Schalthandlung* mit der jeweils wiederversorgbaren unterbrochenen Leistung vermerkt. Abschließend werden die Typen *Analyse vor Ort* und *Reparatur* generiert und die notwendige Dauer zur Ausführung berechnet. Sofern durch die Reparatur eine Leistung wiederversorgt werden kann, wird diese hinterlegt.

Sofern ein Erdschluss vorliegt, sind die beschriebenen Entstörungstätigkeiten um die führende Entstörungstätigkeit des Typs *Erdschlusssuche* ergänzt sowie um die Dauer der Erdschlusssuche verzögert.

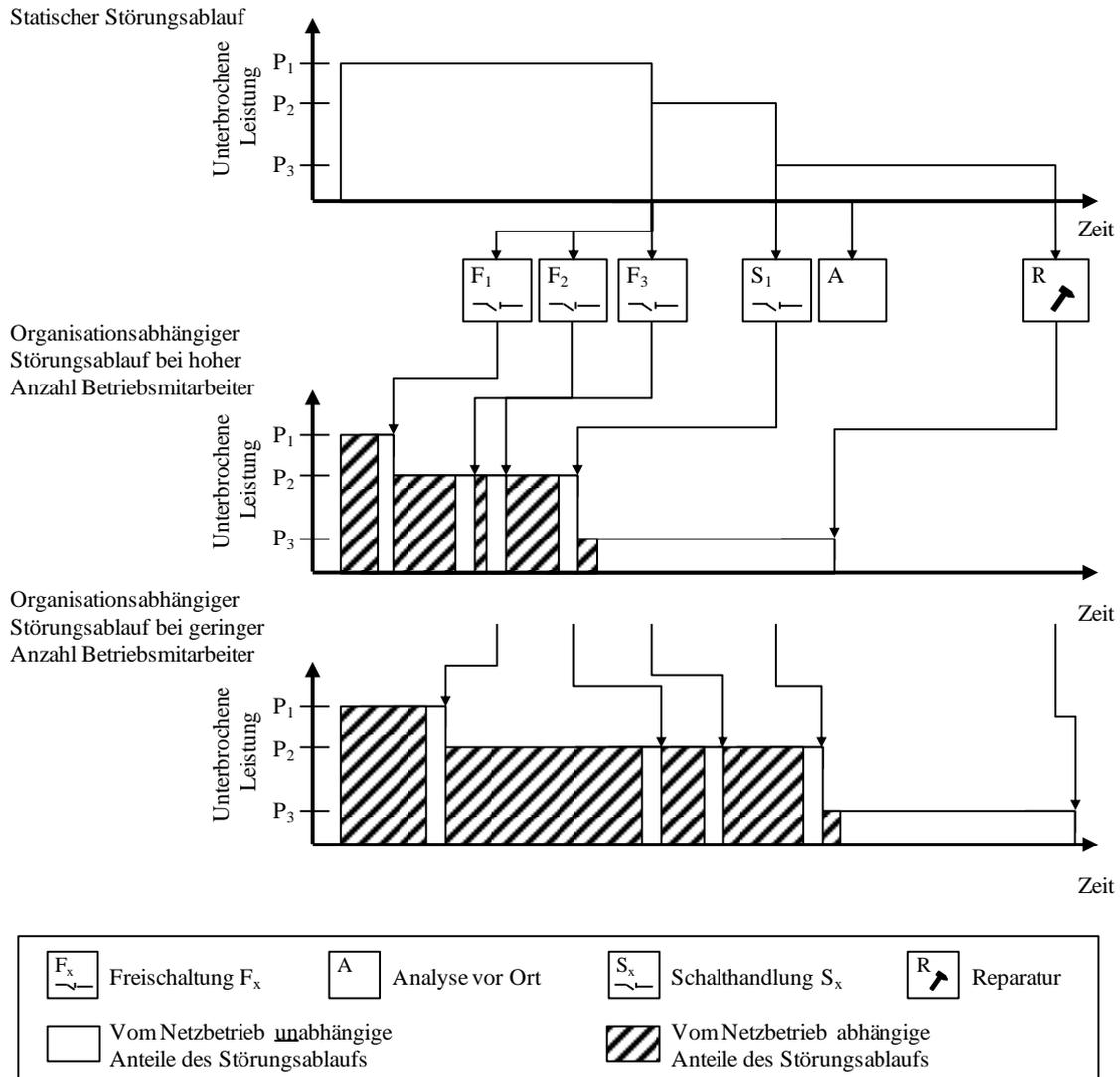
Nach der Abstraktion der Entstörungstätigkeiten aus den Wiederversorgungsmodellen der Zuverlässigkeitsberechnung, werden die Informationen zu den Entstörungstätigkeiten an die Betriebssimulation übergeben, sodass dort die Ermittlung der realitätsgerechten Ausführungszeitpunkte der einzelnen Entstörungstätigkeiten in dem Betriebsmodell erfolgt und als korrigierte Ausführungszeitpunkte an das Störungsmodell zurückgegeben werden (vgl. Abschnitt 4.5.3 und 4.5.4).

#### 4.4.3.4 Rückführung von Entstörungstätigkeiten in Wiederversorgungsmodelle

Nach Ausführung der Betriebssimulation werden die in Abhängigkeit der Betriebsorganisation ermittelten Zeitpunkte von Beginn und Ende der Entstörungstätigkeiten in Wiederversorgungsmodelle überführt. Dazu werden die entsprechenden Dauern in den Wiederversorgungsmodellen korrigiert, sodass im Anschluss die erneute Berechnung des nun netzbetriebsabhängigen Störungsablaufs innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung erfolgen kann.

Resultierende Störungsabläufe, welche jeweils in Abhängigkeit der Betriebssimulation entstehen, zeigt Abbildung 4.5. Darin ist einerseits der statische Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung, die extrahierten Entstörungstätigkeiten und die netzbetriebsabhängigen prinzipiellen Störungsabläufe bei hoher und geringer Anzahl Betriebsmitarbeiter dargestellt.

Es fällt auf, dass die Entstörungstätigkeit des Typs *Analyse vor Ort*, nicht in ein eigenes Wiederversorgungsmodell überführt wird. Diese wird lediglich innerhalb der Betriebssimulation verwendet, um die Dauer bis zur Beendigung der *Reparatur* zu ermitteln.



**Abbildung 4.5: Erzeugte Entstörungstätigkeiten aus statischem Störungsablauf und netzbetriebsabhängige Störungsabläufe bei hoher und geringer Anzahl Betriebsmitarbeiter**

#### 4.4.4 Einfluss der Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern auf die Nachbildung des Störungsgeschehens

Grundsätzlich muss bei Betrachtungen im Zusammenhang mit der Betriebsorganisation von Netzbetreibern berücksichtigt werden, dass sich die Anzahl der Betriebsmitarbeiter im Verlaufe der Zeit verändert. Während der regulären Arbeitszeit orientiert sich die Anzahl der Betriebsmitarbeiter an dem Aufkommen geplanter Tätigkeiten [88], wohingegen während der Rufbereitschaftszeit das Ziel der adäquaten Störungsbearbeitung die Anzahl der Betriebsmitarbeiter festlegt [10]. Während der Rufbereitschaftszeit ist bspw. bereichsweise eine Reduzierung der Personalstärke üblich [89]. Es entstehen daher unterschiedliche Störungsabläufe während Rufbereitschaftszeit und regulärer Arbeitszeit, die sich durch veränderte Ausführungszeitpunkte für Freischaltungen, Schalthandlungen und Reparaturen zeigen. Unterschiedliche Unterbrechungsdauern der angeschlossenen

Lasten sind die Folge. Aufgrund dessen muss bei der Berücksichtigung der Betriebsstrukturen in der Zuverlässigkeitsberechnung und damit der Abbildung des Einsatzes der Betriebsmitarbeiter zwischen der regulären Arbeitszeit und der Rufbereitschaftszeit unterschieden werden. Die Häufigkeiten von Betriebsmittelausfällen sind entsprechend anzupassen. Die Häufigkeit von Betriebsmittelausfällen eines Ausfallmodells während der regulären Arbeitszeit ermittelt sich entsprechend zu:

$$H_{\text{RAZ } i} = \frac{T_{\text{RAZ}}}{T_b} \cdot H_{\text{ges } i} \quad (4.2)$$

mit:

$H_{\text{RAZ } i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während der regulären Arbeitszeit

$H_{\text{ges } i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während des gesamten Betrachtungszeitraumes

$T_{\text{RAZ}}$  Dauer der regulären Arbeitszeit während des gesamten Betrachtungszeitraumes

$T_b$  Gesamter Betrachtungszeitraum

Die Berechnung der Häufigkeit von Betriebsmittelausfällen während der Rufbereitschaftszeit ermittelt sich aus der Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während des gesamten Betrachtungszeitraumes und der Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während der regulären Arbeitszeit:

$$H_{\text{RBZ } i} = H_{\text{ges } i} - H_{\text{RAZ } i} \quad (4.3)$$

mit:

$H_{\text{RBZ } i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während der Rufbereitschaftszeit

$H_{\text{RAZ } i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während der regulären Arbeitszeit

$H_{\text{ges } i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während des gesamten Betrachtungszeitraumes

Die in Abhängigkeit der Arbeitszeit angepassten Häufigkeiten werden dazu herangezogen, die Ausfallkombinationen hinsichtlich ihres Entstehungszeitpunktes zu differenzieren und jeweils individuell die Störungsverläufe zu ermitteln. Das verwendete Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung wird dazu für die reguläre Arbeitszeit und die Rufbereitschaft jeweils separat durchlaufen. Abbildung 4.6 zeigt den schematisierten Ablauf des zeitlich differenzierten Verfahrens der Zuverlässigkeitsberechnung. Ihm liegt die Annahme zugrunde, dass Störungen, die während der regulären Arbeitszeit auftreten, und Störungen, die während der Rufbereitschaftszeit auftreten, sich nicht gegenseitig in ihren Störungsabläufen beeinflussen können. Dieser Annahme folgend, können die Störungsabläufe der betrachteten Ausfallkombination für jeden Zeitabschnitt separat

ermittelt und ihre Auswirkungen auf die Versorgungssituation beschrieben und dokumentiert werden. Dem jeweiligen Berechnungsdurchlauf liegen dabei die entsprechenden zeitabhängigen Häufigkeiten der Ausfallkombination und die Eigenschaften der Betriebsorganisation während der regulären Arbeitszeit bzw. während der Rufbereitschaftszeit zugrunde.

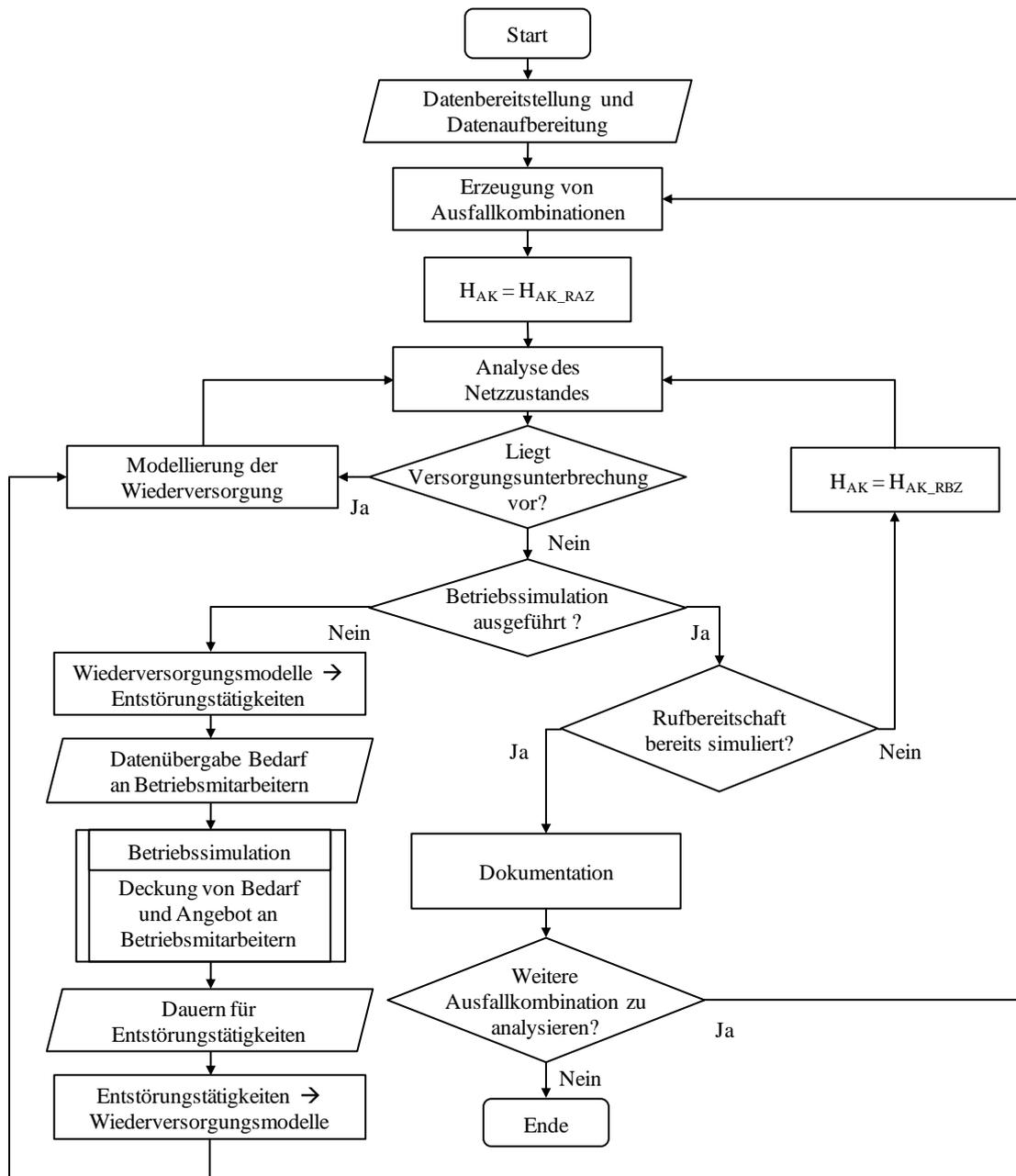


Abbildung 4.6: Zeitlich differenziertes Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung

Dem vorgestellten Ansatz liegt die Annahme zugrunde, dass die Häufigkeit von Störungsereignissen über den Betrachtungszeitraum als konstant anzunehmen ist [51]. Die betriebliche Praxis der Netzbetreiber zeigt jedoch, dass durchaus Häufungen von Störungsereignissen während bestimmter Zeiten in der Woche auftreten können. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Fehler an Erdkabeln, die durch

Tiefbauarbeiten hervorgerufen werden, welche typischerweise in dem Zeitabschnitt der regulären Arbeitszeit ausgeführt werden.

Prinzipiell können zeitabhängige Effekte der Häufigkeit von Störungen in dem Modell dann durch eine Korrektur der Anteile von regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit am Bezugszeitraum berücksichtigt werden.

#### **4.4.5 Ausfallmodell Erdschluss ohne Ausweitung zu Mehrfacherdschluss**

Die mit den in Abschnitt 3.1.3 beschriebenen Ausfallmodellen der Zuverlässigkeitsberechnung modellierten Betriebsmittelausfälle wirken sich – sofern im Netz keine entsprechende dauerhafte redundante Versorgung vorliegt – alle auf die Versorgungszuverlässigkeit aus und bewirken eine Bindung von Betriebsmitarbeitern zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten im Rahmen der Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung.

Sofern in kompensiert oder isoliert betriebenen Netzen ein einpoliger Erdschluss auftritt, es jedoch nicht zu einer Störungsausweitung auf einen Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall kommt, kann häufig die unterbrechungsfreie Versorgung der Kunden auf dem betroffenen Netzabschnitt sichergestellt werden, indem Schaltheilungen vor Abschaltung des erdschlussbehafteten Betriebsmittels ausgeführt werden. Eine Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit kann im Allgemeinen verhindert werden, sodass in der Vergangenheit auf die Abbildung der Folgen eines Erdschlusses ohne Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung verzichtet wurde.

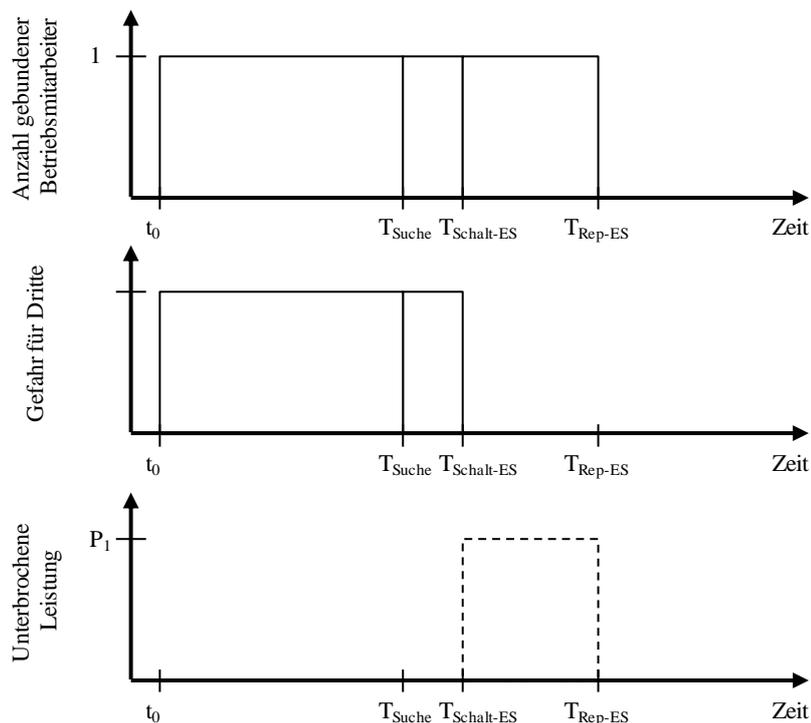
Während der Dauer eines Erdschlusses sehen sich die Netzbetreiber folglich weiterhin der Gefahr ausgesetzt, dass sich der Erdschluss zu einem Mehrfacherdschluss ausweitet und eine Versorgungsunterbrechung mit Aufwand zur Störungsbearbeitung eintritt. Das Netz wird also bis zur Abschaltung des Erdschlusses unter dem Risiko der Störungsausweitung betrieben.

Weiterhin erweitert die DIN VDE 0105-100 [90] die Anforderungen an die Netzbetreiber über die Bereitstellung einer angemessenen Versorgungszuverlässigkeit dahingehend, dass Mängel an elektrischen Anlagen, die eine Gefahr für Personen zur Folge haben, unverzüglich zu beseitigen sind. Sofern ein Erdschluss vorliegt, kann die elektrische Anlage jedoch bis zum Auffinden der Fehlerstelle weiterbetrieben werden. Die geeigneten Sicherheitsmaßnahmen sind dann unverzüglich einzuleiten [91], sodass für Netzbetreiber die Verpflichtung entsteht, stets ausreichend Betriebsmitarbeiter zur Ausführung der geeigneten Sicherheitsmaßnahmen vorzuhalten.

Erdschlüsse leisten ferner aufgrund ihrer Häufigkeit einen erheblichen Beitrag zum Störungsgeschehen in Mittelspannungsnetzen [25] und bewirken gleichzeitig eine große Auslastung von Betriebsmitarbeitern, da zum Auffinden des vom Erdschluss betroffenen

Betriebsmittels und zur Ausführung der Reparatur des betroffenen Betriebsmittels Betriebsmitarbeiter gebunden sind. Gleichzeitig besitzt die Bearbeitung von Erdschlüssen eine äußerst hohe Priorität, da Gefahr für Dritte besteht. Deshalb kann im Rahmen dieser Arbeit das Modell des Erdschlusses nicht vernachlässigt werden, sondern muss zur Nachbildung der Auslastung von Betriebsmitarbeitern und Quantifizierung von Risikokenngrößen nachgebildet werden.

Abbildung 4.7 zeigt die Anzahl mindestens gebundener Betriebsmitarbeiter, die prinzipielle Dauer der Gefahr für Dritte und die mögliche unterbrochene Leistung infolge eines einfachen Erdschlusses. Während der Dauer  $T_{\text{Suche}}$  wird das erdschlussbehaftete Betriebsmittel bestimmt, hierfür werden fernbediente Suchschaltungen ausgeführt. Nach Bestimmung des erdschlussbehafteten Betriebsmittels werden vorsorgliche Schalthandlungen (während  $T_{\text{Schalt-ES}}$ ) ausgeführt, um einerseits Versorgungsunterbrechungen zu verhindern, andererseits die fehlerhaften Betriebsmittel abzuschalten. Zu diesem Zeitpunkt endet die Gefährdung Dritter, die sich prinzipiell der Fehlerstelle am erdschlussbehafteten Betriebsmittel nähern könnten. Sofern keine Möglichkeit zur Umschaltung besteht, kann mit Abschluss der Schalthandlungen eine Versorgungsunterbrechung über die Dauer der Reparatur  $T_{\text{Rep-ES}}$  bestehen.



**Abbildung 4.7: Gebundene Betriebsmitarbeiter, Gefahr für Dritte und unterbrochene Leistung im Verlaufe eines Erdschlusses**

Die Häufigkeit eines stehenden Erdschlusses an einem Betriebsmittel, der keinen Mehrfacherdschluss nach sich zieht, ermittelt sich über die Eintrittshäufigkeit des Erdschlusses eines Betriebsmittels multipliziert mit der Wahrscheinlichkeit, dass an keiner

der anderen mit der Mehrfacherdschlussgruppe galvanisch gekoppelten Betriebsmittel ein weiterer Erdschluss eintritt:

$$H_{\text{ESS } i} = H_{\text{ES } i} \cdot \prod_{j=1}^n (1 - p_{\text{ME } j i}) \quad (4.4)$$

mit:

- $H_{\text{ESS } i}$  Häufigkeit eines stehenden Erdschlusses (ohne Übergang in einen Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung) verursacht durch das Betriebsmittel  $i$
- $H_{\text{ES } i}$  Häufigkeit eines Erdschlusses in kompensiert betriebenen Netzen verursacht durch das Betriebsmittel  $i$
- $p_{\text{ME } j i}$  Bedingte Wahrscheinlichkeit für einen Mehrfacherdschluss an dem Betriebsmittel  $j$  infolge eines Erdschlusses an Betriebsmittel  $i$

#### 4.4.6 Fernsteuerbarkeit

Wie die Analyse der Entstörungstätigkeiten einer Wiederversorgungsstrategie gezeigt hat (vgl. Abschnitt 4.4.3.2), kann die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit von Schalteinrichtungen die Zeitspanne bis zur Ausführung einzelner Entstörungstätigkeiten verkürzen, da Entstörungsvorgänge in Netzleitstellen im Allgemeinen ohne Verzögerung ausgeführt werden. Fernbedienbare Schalteinrichtungen können in der Regel wesentlich schneller durch Personal in der Netzleitstelle bedient werden, als dies durch Personal vor Ort bei manuellen Schalteinrichtungen der Fall ist, da das übliche Störungsgeschehen (fernab von Großstörungen wie bspw. in Folge von Sturmfluten oder Orkanen) keine Personalengpässe in Netzleitstellen und damit Verzögerungszeiten bei der Ausführung von Freischaltungen und Schalthandlungen nach sich zieht. Die Fehleranalyse und Initialisierung der Störungsbearbeitung in Netzleitstellen besitzt stets eine höhere Priorität als geplante Schalthandlungen [86, 87].

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Zuverlässigkeitsmodelle dahingehend erweitert, dass die Möglichkeiten zur Fernbedienung von Schalteinrichtungen hinterlegbar sind. Für jede Sammelschiene ist anzugeben, ob die an ihr direkt angeschlossenen Schalteinrichtungen (Trennschalter, Lastschalter, Leistungsschalter) durch Personal aus der Netzleitstelle bedient werden kann oder ob sie manuell durch Betriebsmitarbeiter vor Ort zu bedienen ist. Die Angabe der individuellen Dauer bis zur Ausführung der Schalteinrichtungen hilft dabei die für Analysen und Dokumentation notwendigen Zeitabschnitte in der Netzleitstelle zu berücksichtigen.

## **4.5 Erweiterung der Betriebsmodelle**

### **4.5.1 Übersicht**

In diesem Abschnitt wird die implementierte Betriebssimulation vorgestellt und die entsprechenden Verfahren erläutert. Zu Beginn werden Nachbildungen von Betriebsmitarbeitern, Betriebsorganisation sowie betrieblichen Einsatzkonzepten und Grundsätzen im Zuge einer Störungsbearbeitung beschrieben. Die Nachbildung der Verkehrsinfrastruktur, der Betriebsmitarbeiter und die Rahmenbedingungen, unter denen sie im Rahmen der Ausführung von Entstörungstätigkeiten agieren, bilden die Basis für die Ausführung einer Simulation des Netzbetriebs. Darüber hinausgehend werden Rahmenbedingungen aufgezeigt, die dem Agieren der Betriebsmitarbeiter im Zuge der Ausführung von Entstörungstätigkeiten entweder Freiheitsgrade bescheren oder die Möglichkeit zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten beschränken.

Im Anschluss werden die Verfahren der Betriebssimulation und des Zuordnungsmodells, welches zur Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis dient, dargelegt.

### **4.5.2 Nachbildung von Betriebsmitarbeitern und störungsbedingtem Netzbetrieb**

#### **4.5.2.1 Verkehrsinfrastruktur des untersuchten Netzgebietes**

Die Verkehrsinfrastruktur des untersuchten Netzgebietes wird über ein Knoten-Kanten-Modell nachgebildet, in dem die Knoten die geographische Position der Betriebsmittel des Netzes repräsentieren [92]. Folglich kann jede Entstörungstätigkeit des Störungsablaufs geographisch zugeordnet werden. Die Kanten beschreiben die Verbindungen zwischen zwei Knoten und damit die korrespondierende Reisezeit zwischen zwei Betriebsmitteln.

Abbildung 4.8 zeigt ein solches exemplarisches Knoten-Kanten-Modell in dem verschiedene Betriebsmittel in einzelnen Knoten nach dem Kriterium der räumlichen Nähe geographisch zusammengefasst wurden. Über die Kanten kann jeder Teil des Netzes durch die Betriebsmitarbeiter erreicht werden, indem diese entlang einer Verbindung verschiedener Kanten reisen.

Typischerweise wird in der Mittelspannung jedem Betriebsmittel ein geographischer Knoten zugewiesen (eine Ortsnetzstation, ein Kabel, eine Freileitung, ein Umspannwerk). Dadurch wird eine hohe Genauigkeit bei der Bestimmung von Reisezeiten sichergestellt, da dann das Reisen entlang von Mittelspannungsstrukturen zur Fehlerortung beschrieben wird und die entsprechend korrekten Zeitverzögerungen zwischen der Ausführung einzelner Entstörungstätigkeiten berücksichtigt werden.

Niederspannungsnetze werden üblicherweise in einem geographischen Knoten zusammengefasst. Ausfälle im Niederspannungsnetz lassen sich dann durch eine erhöhte Ausfallhäufigkeit der Ortsnetzstation berücksichtigen.

Aufgrund der großen geographischen Ausdehnung von 110-kV-Netzen sind hier auch Quer- und Transerverbindungen nachzubilden. Sofern eine Differenzierung von Leitungsabschnitten in der Zuverlässigkeitsberechnung erfolgt, sollte auch das Knoten-Kanten-Modell eine entsprechende Granularität aufweisen.

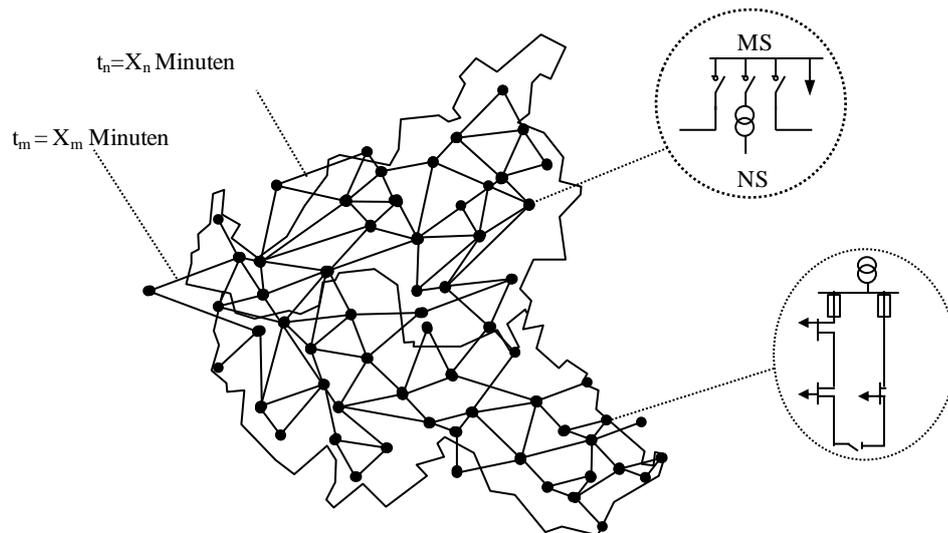


Abbildung 4.8: Knoten-Kanten-Modell

#### 4.5.2.2 Eigenschaften von Betriebsmitarbeitern

Betriebsmitarbeiter von Netzbetreibern sind im Allgemeinen elektrotechnische Fachkräfte, die planbare und störungsbedingte Tätigkeiten ausführen, die im Rahmen des Netzbetriebs notwendig sind [91]. Im Bereich der planbaren Tätigkeiten sind insbesondere die Instandhaltungen sowie die Ausführung von Erneuerung und Ersatz von Betriebsmitteln zu nennen, die durch die Betriebsmitarbeiter auszuführen sind. Sie gelten deshalb als planbare Tätigkeiten, weil diese im Allgemeinen nicht ad hoc ausgeführt werden müssen, sondern Vorlaufzeiten vor deren Ausführung zur Arbeitsvorbereitung, Materialbestellung etc. vorliegen.

Die Nachbildung der Betriebsmitarbeiter im Rahmen der vorliegenden Arbeit fokussiert sich auf deren Eigenschaften im Rahmen der Ausführung von Entstörungstätigkeiten (vgl. Abschnitt 4.4.3.3) und vernachlässigt Charakteristika, die ausschließlich für die Ausführung planbarer Tätigkeiten relevant sind. Für die Bestimmung der Dauer bis zur Ausführung einer Entstörungstätigkeit durch einen Betriebsmitarbeiter ist prinzipiell entscheidend, wie lange ein Betriebsmitarbeiter anzureisen hat, also folglich wo sich der Betriebsmitarbeiter innerhalb des modellierten Netzgebietes befindet. Während der regulären Arbeitszeit führen Betriebsmitarbeiter stets innerhalb des Verantwortungs-

bereiches ihrer organisatorischen Einheit planbare Tätigkeiten aus. Da dies während der Rufbereitschaftszeit im Allgemeinen nicht der Fall ist, sondern die Betriebsmitarbeiter von ihrem Wohnort aus die Störungsbearbeitung beginnen, wird dieser entsprechend in die Modellierung einbezogen.

Aufgrund der Ausbildung von Betriebsmitarbeitern als elektrotechnische Fachkräfte, ist in Mittel- und Niederspannungsnetzen davon auszugehen, dass alle Betriebsmitarbeiter für die Ausführung der Entstörungstätigkeiten *Freischaltung*, *Schalthandlung*, *Erdschlusssuche* und *Analyse vor Ort* unabhängig von ihrer weitergehenden Qualifikation eingesetzt werden können. Die Ausführung komplexer Reparaturen bedingt zum Teil weitergehendes betriebsmittel- oder herstellerspezifisches Fachwissen. Das Modell sieht vor, dass die folgenden Qualifikationen von Betriebsmitarbeitern definiert werden können:

- Transformatorspezialist
- Freileitung- und Kabelspezialist
- Schaltgerätespezialist
- Schutzgerätespezialist

Betriebsmitarbeitern können prinzipiell mehrere Qualifikationen zugeordnet werden, da in der betrieblichen Praxis häufig gewisse Bereiche zusammengefasst werden. Beispielsweise werden Betriebsmitarbeiter im Bereich der Primärtechnik für die Reparatur von Transformatoren, Freileitungen, Kabel und Schaltern gleichermaßen eingesetzt, wohingegen Betriebsmitarbeiter aus der Sekundärtechnik insbesondere auf Reparaturen im Bereich der Schutzgeräte spezialisiert sind.

#### 4.5.2.3 Konzepte des Einsatzes von Betriebsmitarbeitern

Von Netzbetreiber zu Netzbetreiber gibt es unterschiedliche operative Konzepte zum Einsatz von Betriebsmitarbeitern im Rahmen der Ausführung von Entstörungstätigkeiten. In dem vorliegenden Modell wurde diesen Konzepten durch die Möglichkeit der Vorgabe unterschiedlicher Optionen zur Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten Rechnung getragen. Die nachgebildeten Optionen für Konzepte des Einsatzes von Betriebsmitarbeitern sind:

- *Die Ausführung von Freischaltungen erfolgt durch einen einzelnen Betriebsmitarbeiter.* Es wird sichergestellt, dass es zu keinen Missverständnissen bei der Kommunikation zwischen Netzleitstellen und ausführendem Betriebsmitarbeiter kommen kann.
- *Schalthandlungen sind durch einen einzelnen Betriebsmitarbeiter auszuführen.* Es wird sichergestellt, dass auf Seiten der Netzführung lediglich mit einem Betriebsmitarbeiter vor Ort kommuniziert werden muss und der Schaltzustand im Netz eindeutig nachverfolgt werden kann.
- *Schalthandlungen sind nur von Betriebsmitarbeitern auszuführen, die an vorhergehenden Freischaltungen beteiligt waren.* Es wird sichergestellt, dass auf

Seiten der Betriebsmitarbeiter vor Ort die Übersicht über die ausgeführten Entstörungstätigkeiten gewährleistet ist.

- *Reparaturen sind von Betriebsmitarbeitern auszuführen, die an der Freischaltung des fehlerhaften Betriebsmittels beteiligt waren.* Es wird sichergestellt, dass Betriebsmitarbeiter für die Reparatur eingesetzt werden, die bereits mit der Situation im Netz vertraut sind.

#### **4.5.2.4 Grundsätzliche Regeln zur Abarbeitung von Entstörungstätigkeiten**

Aus der betrieblichen Praxis sind verschiedene Vorgaben zur Abarbeitung von Entstörungstätigkeiten bekannt, welche ebenfalls durch das Modell nachgebildet werden können und im Zuge der Nachbildung der optimalen Zuordnungsentscheidung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten berücksichtigt werden. Diese sind:

- Es ist stets die *geographisch nächstgelegene Freischaltung* anzufahren und auszuführen.
- *Freischaltungen sind stets vor Reparaturen auszuführen.* Dadurch wird sichergestellt, dass eine unverzügliche Gefahrenabwehr am Störungsort erfolgt. Dieser Grundsatz kann prinzipiell für den Fall aufgelöst werden, dass mehrere Ausfälle zeitlich parallel auftreten, sodass sinnvolle Schalthandlungen im Zuge einer Störung vor der endgültigen Freischaltung fehlerhafter Betriebsmittel im Zuge einer anderen Störung erfolgen.
- *Schalthandlungen sind stets vor Beginn von Reparaturen auszuführen.* Unabhängig von der durch einzelne Entstörungstätigkeiten wiederversorgbaren Leistung werden zunächst Schalthandlungen ausgeführt. Länger andauernde Reparaturen werden im Anschluss begonnen.
- *Bei ferngesteuerten Freischaltungen ist eine Gefahrenabwehr vor Ort durch Sichtkontrolle des Betriebspersonals sicherzustellen.* Da bspw. Betriebsmittel in Hoch- und Höchstspannungsnetzen (z.T. aber auch im Mittelspannungsnetz) vollständig ferngesteuert durch Personal in der Netzleitstelle bedient werden können, kann nach ihrer ferngesteuerten Freischaltung noch keine Aussage über die Gefahrensituation vor Ort getroffen werden. Um diesem Umstand entgegenzuwirken, hat ein Betriebsmitarbeiter durch eine Sichtkontrolle vor Ort die Gefährdung Dritter auszuschließen, bevor weitere Schalthandlungen und Reparaturen ausgeführt werden dürfen.

#### **4.5.2.5 Zuständigkeitsbereiche**

Insbesondere bei Netzbetreibern, die für ein großes Versorgungsgebiet zuständig sind, wird dieses in unterschiedliche geographische *Zuständigkeitsbereiche* eingeteilt, in denen jeweils unterschiedliche Betriebsmitarbeiter für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten

zuständig sind. Häufig erfolgt die Orientierung entlang der zu betreuenden Netzstruktur indem jeweils vollständige Umspannwerksbereiche in einen Zuständigkeitsbereich fallen.

Um diese Zuordnung ausführen zu können, sind diese Zuständigkeitsbereiche in dem Betriebsmodell zu definieren und die entsprechenden Betriebsmittel bzw. Umspannwerksbereiche, für die die Betriebsmitarbeiter dieses Gebietes zuständig sind, zuzuordnen. Ebenfalls ist festzulegen, welche Betriebsmitarbeiter innerhalb des definierten Gebietes agieren können (Abbildung 4.9). Zu unterscheiden ist hier zwischen regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit, da die Zuständigkeitsbereiche nachts und am Wochenende zum Teil weitläufiger gestaltet werden.

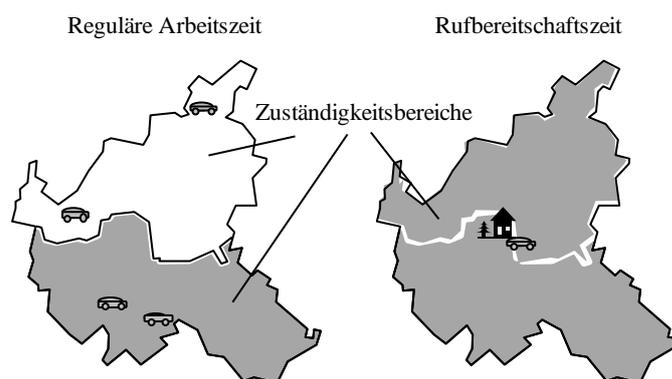


Abbildung 4.9: Definition von Zuständigkeitsbereichen

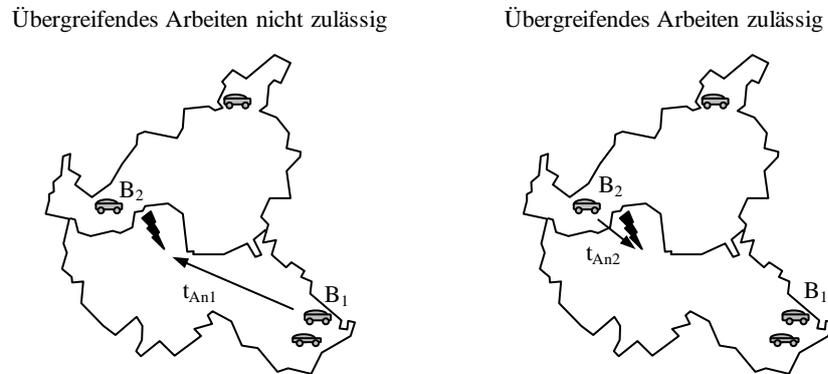
#### 4.5.2.6 Übergreifendes Arbeiten

Häufig ist während der Rufbereitschaftszeit ein einzelner Betriebsmitarbeiter für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten innerhalb eines Zuständigkeitsbereichs verantwortlich. Sofern mehrere Entstörungstätigkeiten aufgrund einer oder mehrerer zeitlich parallel auftretender Störungen auszuführen sind, müssen dann einzelne Entstörungstätigkeiten aufgeschoben werden und können nicht umgehend ausgeführt werden.

Netzbetreiber versuchen solche Engpässe von Betriebsmitarbeitern zu verhindern, indem das so genannte *übergreifende Arbeiten* zugelassen wird. Dann ist es zulässig, dass sich Betriebsmitarbeiter aus benachbarten Zuständigkeitsbereichen gegenseitig bei der Ausführung der notwendigen Entstörungstätigkeiten unterstützen. Dadurch wird der Engpass der Betriebsmitarbeiter temporär aufgelöst, sodass die Entstörungstätigkeiten prinzipiell in schnellerer Abfolge ausgeführt werden können.

Durch die Erhöhung der verfügbaren Betriebsmitarbeiter im Zuge des übergreifenden Arbeitens kommt es zu einem weiteren Effekt, der die Dauern bis zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten verkürzt. Abbildung 4.10 zeigt dazu ein mögliches Szenario der Verteilung von Betriebsmitarbeitern bei Auftreten einer Störung im geographischen Zentrum des betrachteten Netzgebietes. Sofern übergreifendes Arbeiten nicht zulässig ist,

wird der Betriebsmitarbeiter  $B_1$  zur Ausführung der Entstörungstätigkeiten eingesetzt. Der günstiger positionierte Betriebsmitarbeiter  $B_2$  wird nicht eingesetzt. Wenn aber übergreifendes Arbeiten zulässig ist, können auch günstig positionierte Betriebsmitarbeiter eingesetzt werden, sodass sich die Anreisedauer von  $t_{An1}$  auf  $t_{An2}$  verkürzt.



**Abbildung 4.10: Effekt der Verkürzung der mittleren Anreisedauer bei übergreifendem Arbeiten**

Zur Nachbildung des übergreifenden Arbeitens ist es im Modell notwendig anzugeben, welche Betriebsmitarbeiter unterstützend bei der Ausführung von Entstörungstätigkeiten anderer Zuständigkeitsbereiche eingesetzt werden dürfen und welche Zuständigkeitsbereiche dies sind.

#### 4.5.2.7 Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern bei Arbeitszeitwechsel

Sofern während der Rufbereitschaftszeit Störungen eintreten, sind zumeist wenige Betriebsmitarbeiter zur Durchführung von Entstörungstätigkeiten verfügbar. Nach Ablauf der Rufbereitschaftszeit ändert sich die Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern jedoch maßgeblich, da alle Betriebsmitarbeiter aus dem Zuständigkeitsbereich, in dem die Störung stattgefunden hat, zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten beitragen können. Entstörungstätigkeiten, die aufgrund von Mitarbeitermangel bis zum Arbeitszeitwechsel aufgeschoben wurden, werden dann umgehend ausgeführt.

Die betriebliche Praxis zeigt, dass sich ein Arbeitszeitwechsel aus der regulären Arbeitszeit in die Rufbereitschaftszeit nicht auf die Verfügbarkeit der Betriebsmitarbeiter auswirkt und die Entstörungstätigkeiten nicht mit Beginn der Rufbereitschaftszeit unterbrochen werden. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die an der Entstörung beteiligten Betriebsmitarbeiter – insbesondere bei Störungen mit Versorgungsunterbrechung – auch nach Beginn der Rufbereitschaftszeit für Entstörungstätigkeiten zur Verfügung stehen bzw. gleichwertig ersetzt werden können.

Abbildung 4.11 verdeutlicht diese Zusammenhänge, wie sie im beschriebenen Modell umgesetzt wurden, mit Hilfe einer exemplarischen Bindung von Betriebsmitarbeitern in Entstörungstätigkeiten:

- Sofern Entstörungstätigkeiten an der Grenze von Rufbereitschaftszeit zur regulären Arbeitszeit auszuführen sind, stehen anfangs lediglich die Betriebsmitarbeiter zur Verfügung, die an der Rufbereitschaft teilnehmen. Mit dem Wechsel von der Rufbereitschaftszeit zur regulären Arbeitszeit steht die vollständige Anzahl Betriebsmitarbeiter für die Ausführung der Entstörungstätigkeiten zur Verfügung.
- Sofern am Ende der regulären Arbeitszeit Entstörungstätigkeiten auszuführen sind, vermindert sich die Anzahl der Betriebsmitarbeiter lediglich auf die zur Ausführung der Entstörungstätigkeiten minimal notwendige Anzahl. Mit Abschluss aller Entstörungstätigkeiten verbleiben die ursprünglich für die Rufbereitschaftszeit vorgesehenen Betriebsmitarbeiter im Dienst.

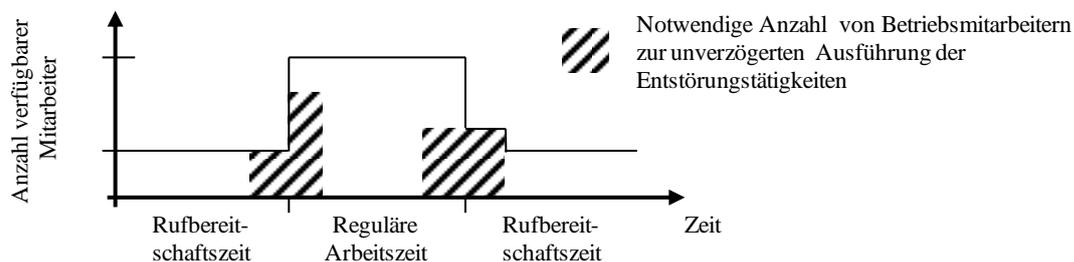


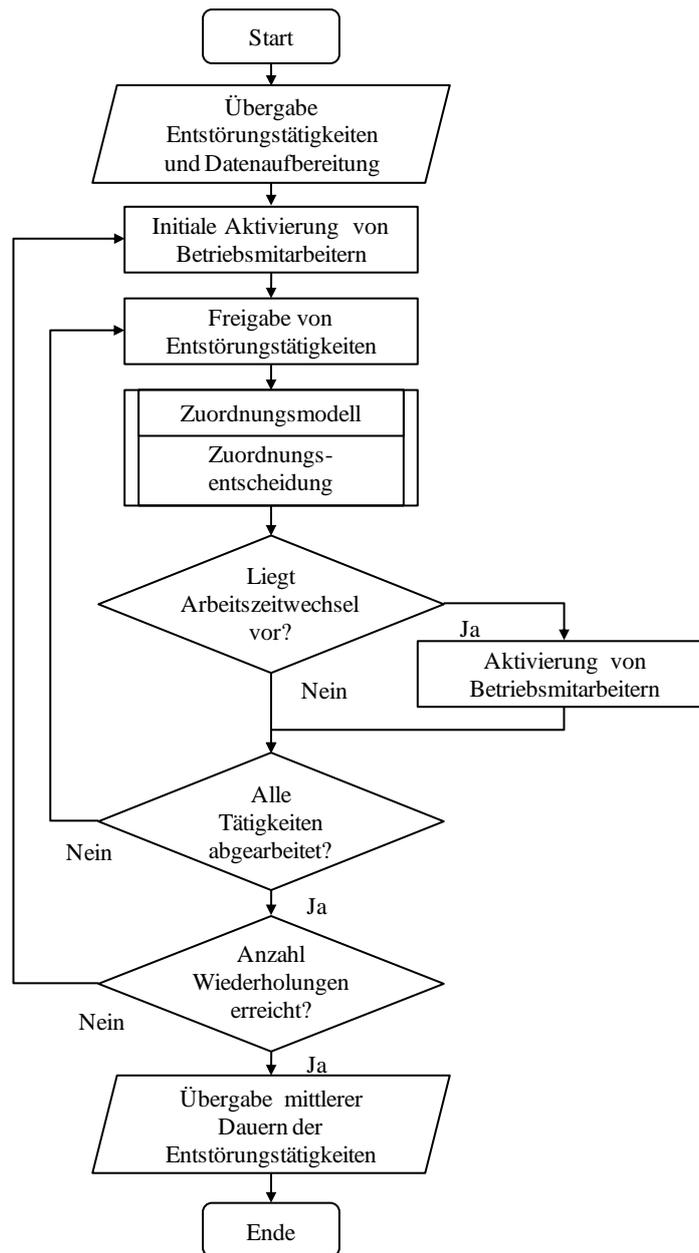
Abbildung 4.11: Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern bei Arbeitszeitwechsel

### 4.5.3 Verfahren der Betriebssimulation

Das in diesem Abschnitt vorgestellte Verfahren simuliert vollständig das Agieren von Betriebsmitarbeitern innerhalb der Betriebsorganisation im Störfall. Es werden die Eigenschaften und Rahmenbedingungen der Betriebsmitarbeiter und Betriebsorganisation, wie sie im vorhergehenden Abschnitt vorgestellt wurden, berücksichtigt und im Rahmen der Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis einbezogen.

Das Verfahren der Betriebssimulation ist prinzipiell so aufgebaut, dass die Abarbeitung der relevanten Entstörungstätigkeiten sukzessive unter Berücksichtigung der betrieblichen Einschränkungen und Freiheitsgrade simuliert wird. Abbildung 4.12 zeigt den vollständigen Ablauf des Verfahrens. Im ersten Schritt werden diesem die relevanten Entstörungstätigkeiten eines Störfalles, welcher im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung bestimmt und aus dem die Entstörungstätigkeiten abstrahiert wurden (vgl. Abschnitt 4.4.3.3), übergeben. Es erfolgt dann die Datenaufbereitung, indem die geographische Position der Entstörungstätigkeiten bestimmt wird und die Dauer von Schaltgesprächen zur Ausführung von manuellen Freischaltungen und Schalthandlungen ermittelt wird.

Mit Hilfe der initialen Aktivierung von Betriebsmitarbeitern werden nun alle die Betriebsmitarbeiter aktiviert, die prinzipiell an der Ausführung von Entstörungstätigkeiten teilnehmen können. Während der regulären Arbeitszeit sind dies alle Betriebsmitarbeiter aus dem Zuständigkeitsbereich in dem die Entstörungstätigkeiten auszuführen sind.



**Abbildung 4.12: Verfahren der Betriebssimulation**

Im nächsten Schritt erfolgt die Freigabe von Entstörungstätigkeiten, die im Zuge der Störungsbearbeitung zum aktuellen Zeitpunkt bearbeitet werden können. Nach Ausführung der Zuordnungsentscheidung werden alle Entstörungstätigkeiten unter Beachtung der organisatorischen Rahmenbedingungen sukzessive abgearbeitet.

Das Verfahren wird anhand des exemplarischen, netzbetriebsabhängigen Störungsablauf einer Mittelspannungsstörung mit Versorgungsunterbrechung (entsprechend Abbildung 4.3) näher erläutert. In dieser sind zwei Freischaltungen vor einer Schalthandlung und diese wiederum vor der Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels auszuführen. Abbildung 4.13 illustriert die notwendigen Entstörungstätigkeiten. Darin hervorgehoben sind die Freischaltungen, da diese in dieser exemplarischen Mittelspannungsstörung zu Beginn der Bearbeitung durch die Betriebsmitarbeiter auszuführen sind. Die entsprechenden

Freischaltungen sind mit  $F_1$  und  $F_2$  gekennzeichnet, die Schalthandlung wird mit  $S_1$  bezeichnet, die Analyse vor Ort mit  $A_1$  und die Reparatur mit  $R_1$ .



**Abbildung 4.13: Aktive und inaktive Entstörungstätigkeiten nach erstmaliger Aktivierung von Entstörungstätigkeiten**

Die aktiven Entstörungstätigkeiten sind nun durch Betriebsmitarbeiter sukzessive abzarbeiten. Dazu ist die betriebliche Zuordnungsentscheidung auszuführen, die innerhalb des Zuordnungsmodells simuliert wird<sup>12</sup>. Als Ergebnis der Zuordnungsentscheidung steht dann fest, welche Entstörungstätigkeiten zum aktuellen Zeitpunkt innerhalb des Störungsablaufs abgearbeitet sind sowie deren Ausführungszeitpunkte und welche Entstörungstätigkeiten weiterhin auszuführen sind. Abgearbeitete Entstörungstätigkeiten werden als inaktiv gekennzeichnet.

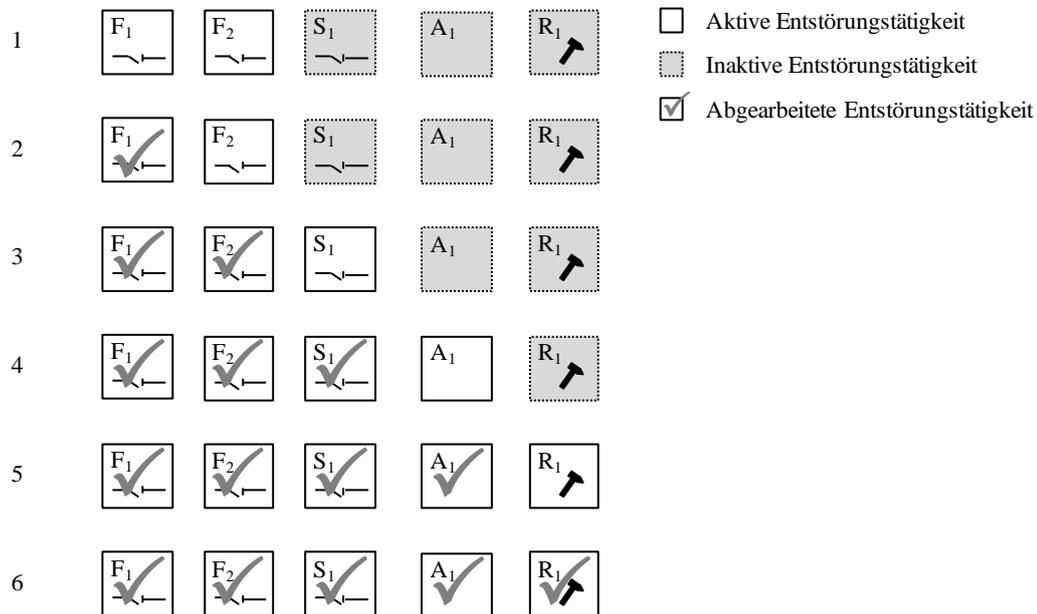
Sofern die Simulation einer Störung während der Rufbereitschaftszeit ausgeführt wird, erfolgt die Prüfung, ob zum aktuellen Zeitpunkt ein Wechsel der Arbeitszeit von der Rufbereitschaftszeit in die reguläre Arbeitszeit hinein vorliegt (entsprechend Abschnitt 4.5.2.7). Sofern dies der Fall ist, werden jene Betriebsmitarbeiter aktiviert, die während der regulären Arbeitszeit für die Störungsbearbeitung zur Verfügung stehen, sodass sich das Angebot an Betriebsmitarbeitern verändert.

Sofern noch nicht alle Entstörungstätigkeiten abgearbeitet sind, wird der Ablauf aus Aktivierung von Tätigkeiten, Ausführung der Zuordnungsentscheidung und Deaktivierung abgearbeiteter Entstörungstätigkeiten so lange ausgeführt, bis alle Entstörungstätigkeiten abgearbeitet sind. Wie auch in [10] und [15] folgt der Prozess der Betriebssimulation somit einem sogenannten „gierigen“ Ansatz [84]. Diesem Ansatz liegt der Gedanke zugrunde, dass eine Zuordnungsentscheidung nicht als Ganzes optimal gelöst werden muss, sondern zu jedem Zeitpunkt die Zuordnungsentscheidung unter Berücksichtigung der dann vorherrschenden Rahmenbedingungen wiederholt ausgeführt wird.

Dem Beispiel aus Abbildung 4.13 folgend, sind nach dem ersten Durchlauf des Zuordnungsmodells nicht alle Entstörungstätigkeiten abgearbeitet. Der wiederholte Ablauf aus Aktivierung von Entstörungstätigkeiten, Ausführung der Zuordnungsentscheidung und Deaktivierung von Entstörungstätigkeiten im Zuge der exemplarischen Mittelspannungsstörung ist in Abbildung 4.14 dargestellt. Dort wird deutlich, wie die Entstörungstätigkeiten sukzessive unter Berücksichtigung der betrieblichen Zuordnungsentscheidung vom Status *inaktiv*, über *aktiv* zu *abgearbeitet* wechseln. Konkret ist zu Beginn des zweiten Durchlaufs bereits eine Freischaltung abgearbeitet, die andere ist

<sup>12</sup> Nähere Erläuterungen zur Zuordnung von aktiven Betriebsmitarbeitern zu aktiven Entstörungstätigkeiten mittels des Zuordnungsmodells finden sich in Abschnitt 4.5.4.

noch auszuführen. Erst zu Beginn der dritten Wiederholung kann die Schalthandlung bearbeitet werden. Mit Abschluss der sechsten Wiederholung ist auch die Reparatur abgearbeitet und der entsprechende Ausführungszeitpunkt in Abhängigkeit des Netzbetriebs bestimmt.



**Abbildung 4.14: Aktive, inaktive und abgearbeitete Entstörungstätigkeiten im Verlaufe der Störungsbearbeitung einer exemplarischen Mittelspannungsstörung**

Die Zeitpunkte, an denen die Entstörungstätigkeiten unter Berücksichtigung der zeitlichen und betrieblichen Rahmenbedingungen beendet worden sind, stehen nun fest, sodass sie entsprechend dokumentiert werden.

Vor dem Hintergrund, dass Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit an unterschiedlichen geographischen Punkten im Netz in planbaren Tätigkeiten gebunden sind und an der Rufbereitschaftszeit stets unterschiedliche Betriebsmitarbeiter (mit entsprechenden Wohnorten) teilnehmen, ist der gesamte Prozess der Betriebssimulation wiederholt auszuführen, bis die vorgegebene Anzahl an Wiederholungen erreicht wurde. Über eine Mittelwertbildung ist gewährleistet, dass Zeitpunkte für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten ermittelt werden, die nicht von der zufälligen Positionierung von Betriebsmitarbeitern oder der Bestimmung des Störungseintrittszeitpunktes während der Rufbereitschaft abhängen.

Abschließend werden die Ergebnisse der Betriebssimulation an die den Gesamtprozess führende erweiterte Zuverlässigkeitsberechnung übergeben. Diese sind:

- Erwartungswert der Anreisedauer bis zur ersten Entstörungstätigkeit
- Erwartungswert des Beginns der Ausführung aller Entstörungstätigkeiten
- Erwartungswert des Endes der Ausführung aller Entstörungstätigkeiten

Diese Ergebnisse werden innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung genutzt, um aus den Ausführungszeitpunkten der Entstörungstätigkeiten die Dauern bis zur Ausführung der jeweiligen Wiederversorgungsmodelle abzuleiten (vgl. Abschnitt 4.4.3.4).

#### 4.5.4 Zuordnungsmodell

##### 4.5.4.1 Mathematische Beschreibung des Zuordnungsproblems

Das Zuordnungsmodell stellt das zentrale Element zur Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis der Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten dar und ist in den Kern der Betriebssimulation integriert. Es priorisiert die Abarbeitungsreihenfolge aktiver Entstörungstätigkeiten entsprechend ihres Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit nach dem im Folgenden beschriebenen Verfahren.

Bereits für den Fall, dass mehrere Entstörungstätigkeiten durch nur einen Betriebsmitarbeiter auszuführen sind, ist die Minimierung der Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit ein kombinatorisches Problem. Dieses Optimierungsproblem ist dabei der Klasse der Rundreiseprobleme zuzuordnen [81], wobei es sich um das spezielle Problem des *weighted k-traveling repairman problem* handelt [82, 83]. Dieses hat zum Ziel, die Wartezeit für alle aktiven Aufgaben (hier: Entstörungstätigkeiten) bei Vorhandensein von mehreren potentiellen Betriebsmitarbeitern zu minimieren.

Das bekanntere *traveling salesman problem* unterscheidet sich von dem angewandten Verfahren darin, dass dessen Ziel die Minimierung der zurückzulegenden Strecke der Betriebsmitarbeiter ist, unabhängig davon, welche Zeit vergeht, bis einzelne Aufgaben abgearbeitet worden sind [93].

Zur Gewichtung einzelner Entstörungstätigkeiten hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit und damit zum Vergleich untereinander werden Priorisierungskriterien eingeführt, die im Rahmen der Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis zur Zuordnung von Betriebsmitarbeitern zu Entstörungstätigkeiten innerhalb des Zuordnungsmodells dienen. Dazu wird in Erweiterung zu [10] und [15] die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz  $w_{t-ie}$  eingeführt:

$$w_{t-ie} = \frac{P_e}{T_{ie} + T_{Ae}} \quad (4.5)$$

mit:

- $w_{t-ie}$  Tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz des Betriebsmitarbeiters  $i$  bei Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$
- $P_e$  Unterbrochene Leistung, die infolge der Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  wiederversorgt werden kann

$T_{ie}$  Dauer, die von dem Betriebsmitarbeiter für die Anreise von seinem aktuellen Ort zum Ort der Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  benötigt wird

$T_{Ae}$  Dauer, die für die Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  benötigt wird

Die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz  $w_{t-ie}$  stellt den Wert der Leistung dar, der im Mittel pro Zeiteinheit durch den Einsatz eines Betriebsmitarbeiters  $i$  im Zuge der Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  wiederversorgt werden kann.  $P_e$  stellt dabei die Leistung dar, die im Zuge der Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  wiederversorgt werden kann. Die Leistung  $P_e$  wird auf die Dauer, die von dem Betriebsmitarbeiter für die Anreise von seinem aktuellen Ort zum Ort der Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  ( $T_{ie}$ ) zzgl. der Dauer, die für die Ausführung der Entstörungstätigkeit  $e$  ( $T_{Ae}$ ) benötigt wird, bezogen.

Im Falle von mehreren parallel auftretenden Erdschlüssen in galvanisch voneinander entkoppelten Netzabschnitten kann das vorgestellte Leistungs-Zeit-Kriterium der tätigkeitsbezogenen Wiederherstellungseffizienz in der Form nicht zur Priorisierung von Entstörungstätigkeiten und damit der Nachbildung von Betriebsentscheidungen herangezogen werden. Zum einen ist im Regelfall in Folge eines Erdschlusses keine Versorgungsunterbrechung von Kunden gegeben, sodass die ausgefallene Leistung nicht in die Zuordnungsentscheidung einbezogen werden kann. Zum anderen wird der ursprüngliche Schaltzustand des Netzes erst mit der Trennung der erdschlussbehafteten Betriebsmittel vom Netz verändert und nicht durch eine Schutzauslösung in direkter zeitlicher Folge zum Störungsereignis. Es ist folglich eine adäquate Ersatzgröße der unterbrochenen Leistung zur Priorisierung von Entstörungstätigkeiten zu definieren.

Dazu wird die *Leistung unter Risiko* eingeführt. Sie beschreibt die potentiell unterbrochene Leistung, sofern es infolge des Erdschlusses zu einer Ausweitung zu einem Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung kommt (vgl. auch Abschnitt 3.1.3.4). Dazu wird für die möglichen Mehrfacherdschlüsse innerhalb eines galvanisch gekoppelten Netzabschnittes deren Wahrscheinlichkeit mit der dann (potentiell) unterbrochenen Leistung multipliziert und aufsummiert:

$$P_{e\text{-Risk}} = \sum_{s=1}^n \left( P_{MEs} \cdot \sum_{AB=1}^m P_{\text{pot.aus AB } s} \right) \quad (4.6)$$

mit:

$P_{e\text{-Risk}}$  Leistung unter Risiko der Entstörungstätigkeit  $e$

$s$  Index für Mehrfacherdschlüsse

$n$  Anzahl möglicher Mehrfacherdschlüsse

$p_{MEs}$  Bedingte Wahrscheinlichkeit des Eintritts des Mehrfacherdschlusses  $s$

AB Auslösebereich

m Anzahl relevanter Auslösebereiche

$P_{\text{pot aus AB } s}$  Potentiell unterbrochene Leistung in Folge des Mehrfacherdschlusses  $s$  im Auslösebereich  $AB$

Sofern für die Durchführung der Reparatur infolge eines Erdschlusses Kunden vom Netz getrennt werden, kann während der Reparaturphase nicht mehr von einer Leistung unter Risiko gesprochen werden. Die betriebliche Zuordnungsentscheidung wird dann unter Berücksichtigung der tätigkeitsbezogenen Wiederherstellungseffizienz und der unterbrochenen Leistung getroffen.

Unter Berücksichtigung der Berechnungsvorschriften für die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz  $w_{t-ie}$  lässt sich das Zuordnungsproblem mathematisch wie folgt beschreiben:

Die verfügbaren Betriebsmitarbeiter zum Zeitpunkt  $t$  seien durch  $B(t)$  beschrieben,  $E(t)$  seien alle zum Zeitpunkt  $t$  aktiven Entstörungstätigkeiten. Für eine Entstörungstätigkeit  $e$  mit  $e \in E(t)$  gilt:

$$z_e := \begin{cases} 1 & \text{falls Entstörungstätigkeit } e \text{ bearbeitet wird} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.7)$$

und für  $i \in B(t)$  und  $e \in E(t)$  sei

$$x_{ie} := \begin{cases} 1 & \text{falls Betriebsmitarbeiter } i \text{ Entstörungstätigkeit } e \text{ zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.8)$$

Ziel der Optimierung ist es, die gesamte tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz zu maximieren:

$$\text{Maximiere } \sum_{i \in B(t), e \in E(t)} w_{t-ie} \cdot x_{ie} \quad (4.9)$$

Die geschieht unter Berücksichtigung mehrerer prinzipieller Nebenbedingungen. Die Nebenbedingungen lauten, dass jeder Betriebsmitarbeiter  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  nur genau einer Entstörungstätigkeit  $e$  zugeordnet sein kann

$$\sum_{e \in E(t)} x_{ie} \leq 1 \quad \forall i \in B(t) \quad (4.10)$$

und jede Entstörungstätigkeit  $e$  durch die vorgesehene Anzahl  $n_{re}$  der Betriebsmitarbeiter  $i$  bearbeitet wird

$$\sum_{i \in B(t)} x_{ie} \leq n_{re} \cdot z_e \quad \forall e \in E(t) \quad (4.11)$$

#### 4.5.4.2 Verfahrensbeschreibung

Das implementierte Verfahren zur Nachbildung der betrieblichen Entscheidungspraxis ist in Abbildung 4.15 dargestellt. Zu Beginn wird aus der Betriebssimulation die Gesamtheit aktiver Betriebsmitarbeiter und zum aktuellen Zeitpunkt auszuführender Entstörungstätigkeiten übergeben. Die formulierten Nebenbedingungen des Zuordnungsproblems werden gesetzt. Vor der Berechnung der tätigkeitsbezogenen Wiederherstellungseffizienz  $w_{i-ie}$  für jede Kombination aus aktiven Betriebsmitarbeitern  $i$  und aktiven Entstörungstätigkeiten  $e$  wird die Ganzheit der Betriebsmitarbeiter innerhalb des Zuordnungsproblems eingeschränkt. Hierfür wird die Prüfung der Einhaltung der betrieblichen Rahmenbedingungen (korrekte Spezialisierung, Konzepte des Einsatzes von Betriebsmitarbeitern, Zuständigkeitsbereiche, übergreifendes Arbeiten) durchgeführt. Sofern die Prüfung der Zulässigkeit einer Zuordnungsentscheidung von einem Betriebsmitarbeiter  $i$  zu einer Entstörungstätigkeit  $e$  negativ ausfällt, wird die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz zu null gesetzt, sodass eine Zuordnung des Betriebsmitarbeiters  $i$  zu Entstörungstätigkeit  $e$  ausgeschlossen ist. Sofern die Zuordnung des Betriebsmitarbeiters  $i$  zur Entstörungstätigkeit  $e$  unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen nach Abschnitt 4.5.2 zulässig ist, wird die entsprechende tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz  $w_{i-ie}$  berechnet und an den Optimierungskern übergeben. Die Maximierung der Wiederherstellungseffizienz erfolgt hier anschließend durch die Lösung des Optimierungsproblems mit dem Ergebnis der Zuordnung der Betriebsmitarbeiter zu den entsprechenden Entstörungstätigkeiten bei gleichzeitiger Maximierung der tätigkeitsbezogenen Wiederherstellungseffizienz.

Es werden abschließend die folgenden Erkenntnisse für jede Entstörungstätigkeit abgeleitet und an die Betriebssimulation übergeben:

- Reisedauern der Betriebsmitarbeitern zu den jeweiligen Entstörungstätigkeiten
- Ausführungszeitpunkte der aktiven Entstörungstätigkeiten
- Beendigungszeitpunkte der aktiven Entstörungstätigkeiten

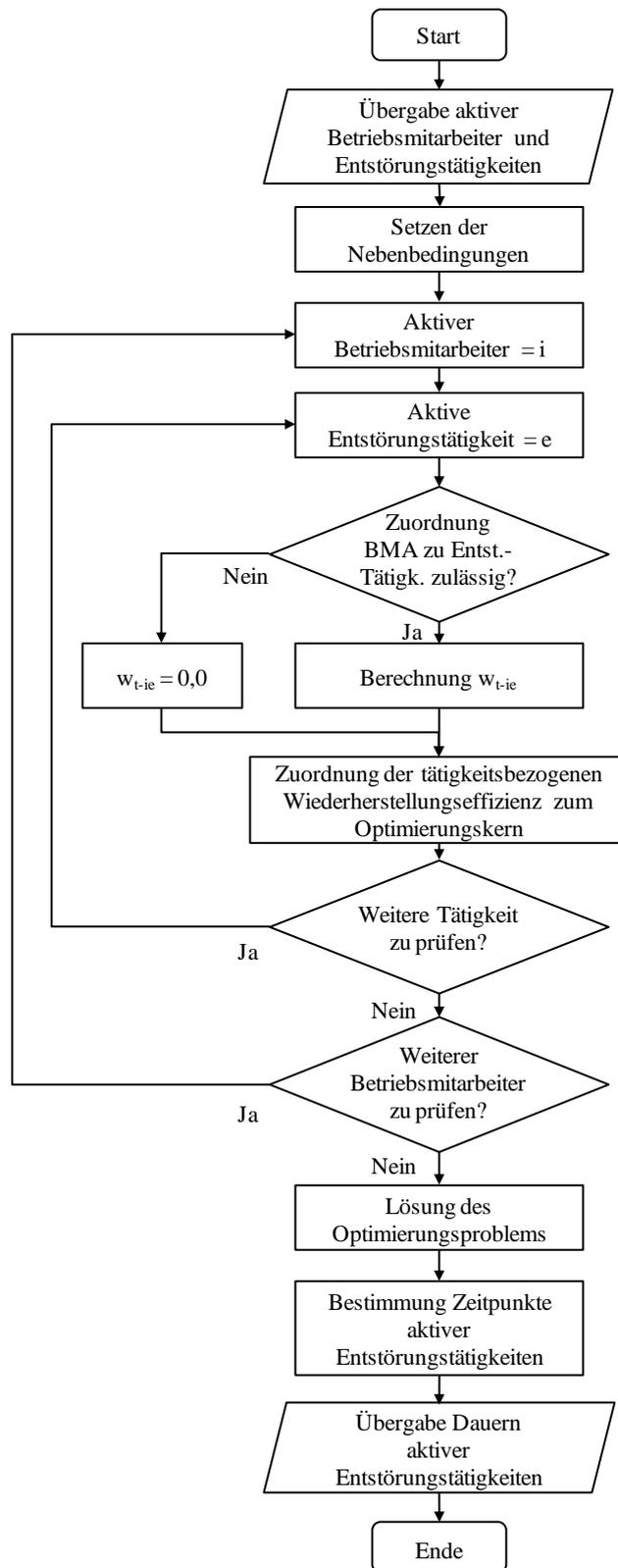


Abbildung 4.15: Verfahren des Zuordnungsmodells

## 4.6 Bewertungsmodell

### 4.6.1 Übersicht

Während der Simulation von Netz und Netzbetrieb werden mit Hilfe des vorgestellten Gesamtmodells verschiedene Zwischen- und Endergebnisse zur Quantifizierung der Qualität von Netz und Netzbetrieb protokolliert und dokumentiert. Das Bewertungsmodell dient dazu, die gewünschten Kenngrößen im Anschluss der Simulation von Netz und Netzbetrieb aus den dokumentierten Zwischen- und Endergebnissen zu ermitteln. Die Ergebnisbewertung erfolgt prinzipiell in den Dimensionen Versorgungszuverlässigkeit, Organisationsgüte und Kosten.

### 4.6.2 Versorgungszuverlässigkeit

Mit Hilfe des vorgestellten Gesamtmodells lassen sich die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit von Netzen unter Berücksichtigung des Netzbetriebes untersuchen. Dabei können zwei prinzipielle Stoßrichtungen untersucht werden.

Kundenindividuelle Kenngrößen werden herangezogen, um die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kunden zu analysieren und einer anschließenden Bewertung zu unterziehen. So wird eine gezielte Schwachstellenanalyse innerhalb der Netzstruktur möglich. Entsprechend Abschnitt 2.2.2 werden die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen*, die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* und *Nichtverfügbarkeit* sowie die *(kumulierte) unterbrochene Leistung* und *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* ausgewertet.

Die Bewertung der systemweiten Versorgungszuverlässigkeit erfolgt mit Hilfe der in Abschnitt 2.2.3 vorgestellten Kenngrößen entweder auf das gesamte untersuchte Netzgebiet bezogen oder für einzelne Abschnitte des Netzgebietes (bspw. je Umspannwerk). Insbesondere sind dies die Kenngrößen *SAIDI*, *CAIDI*, *SAIFI* und *ASIDI*. Eine Auswahl dieser Kenngrößen wird auch für die monetäre Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen der Qualitätsregulierung in Deutschland herangezogen. Sie dienen damit der Bewertung der monetären Auswirkungen einzelner Maßnahmen in Netz und Netzbetrieb.

### 4.6.3 Organisationsgüte

Netzbetreiber sind dazu verpflichtet den dauerhaft sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten und sobald an oder in ihren elektrischen Anlagen Mängel beobachtet werden, die Gefahr für Personen, Nutztiere oder Sachen zur Folge haben, unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel zu treffen [90]. Dieser Sachverhalt wird im Allgemeinen als Verkehrssicherungspflicht bezeichnet. Da im Allgemeinen zwischen einem Störungsort

und dem Aufenthaltsort von Betriebsmitarbeitern eine geographische Distanz vorliegt bzw. im Falle eines Erdschlusses die Suche nach einem erdschlussbehafteten Betriebsmittel eine gewisse Zeitspanne in Anspruch nimmt, muss eine Verzögerung zwischen Mängleintritt und tatsächlicher Beseitigung des Mangels in Kauf genommen werden. Zur Quantifizierung der Fähigkeit eines Netzbetriebs auf Störungen und damit Mängel im Sinne der Vorschrift zu reagieren, wird die Kenngröße *Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes* eingeführt. Sie beschreibt für jede Ausfallkombination den Zeitpunkt, an dem nach Eintritt eines Störungsereignisses ein Betriebsmitarbeiter am Ort der Störung eingetroffen und durch eine Gefahrenabwehr der Verkehrssicherungspflicht der Netzbetreiber nachgekommen ist. Hierzu werden im Rahmen dieser Arbeit die Verteilungsfunktion sowie der Erwartungswert und der 95-%-Wert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes herangezogen.

#### 4.6.4 Wahrscheinlichkeit eines stehenden Erdschlusses

Eine große Bedeutung für die Verkehrssicherungspflicht haben Erdschlüsse in kompensiert betriebenen Netzen, da bis zum Auffinden der erdschlussbehafteten Komponente durch Betriebsmitarbeiter vor Ort keine weiteren Erkenntnisse über den Fehler vorliegen und eine Gefährdung Dritter nicht ausgeschlossen werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit wird die *Wahrscheinlichkeit eines stehenden Erdschlusses*  $Q_{ESs, Ab}$  eingeführt:

$$Q_{ESs, Ab} = \sum_{i=1}^m H_{AK, ESs, i} \cdot T_{Ab, ESs, i} \quad (4.12)$$

mit:

$H_{AK, ESs, i}$	Häufigkeit eines stehenden Erdschlusses der Ausfallkombination $i$
$T_{Ab, ESs, i}$	Dauer bis zur Abschaltung des stehenden Erdschlusses der Ausfallkombination $i$
$m$	Anzahl Ausfallkombinationen

Die Größe ist dimensionslos, kann jedoch auch in Stunden pro Jahr angegeben werden. Sie beschreibt dann die Dauer innerhalb eines Betrachtungszeitraumes, während der das Netz unter dem Risiko der Störungsausweitung zu einem Mehrfacherdschluss bzw. der Gefährdung Dritter aufgrund eines Erdschlusses betrieben wird

#### 4.6.5 Wahrscheinlichkeit ungeplanter Netzzustände

Die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit bewerten ausschließlich die Versorgungsqualität unter Berücksichtigung von Störungen mit Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von wenigstens drei Minuten. Kürzere Versorgungsunterbrechungen und Situationen, in denen lediglich eine ungewünschte

Netzkonfiguration vorliegt, die jedoch nicht zwingend mit einer Versorgungsunterbrechung verbunden ist, werden nicht mit in die Betrachtungen einbezogen. Für viele Netzbetreiber ist es jedoch von Interesse bewerten zu können, während welcher Dauer eines Jahres sich das Netz in einem nicht vorgesehenen Zustand befindet und von der geplanten Netzstruktur abweicht. Während dieser Zeitspanne wird das Netz – auch wenn keine Versorgungsunterbrechung vorliegt – möglicherweise nicht im (n-1)-sicheren Zustand betrieben.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die *Wahrscheinlichkeit ungeplanter Netzzustände*  $Q_{uN}$  während eines Betrachtungszeitraumes eingeführt. Diese berücksichtigt neben der zu erwartenden Häufigkeit einer Störung auch die vollständige Zeitspanne vom Beginn der Störung bis zur vollständigen Wiederherstellung des geplanten Netzzustandes nach Abschluss der Reparatur:

$$Q_{Ab} = \sum_{i=1}^m H_{ges\ i} \cdot T_{max\ i} \quad (4.13)$$

mit:

$H_{ges\ i}$  Häufigkeit der Ausfallkombination  $i$  während des Betrachtungszeitraumes

$T_{max\ i}$  Dauer bis Abschluss der Reparatur der Ausfallkombination  $i$

$m$  Anzahl Ausfallkombinationen

Die Größe ist dimensionslos, kann jedoch auch in Stunden pro Jahr angegeben werden.

#### 4.6.6 Kostenbewertung

Die Bewertung der Kosten aufgrund Veränderungen in Netz und Netzbetrieb kann grundsätzlich in drei Blöcken erfolgen [94]:

*Investitions- und (geplante) Betriebskosten:* Die Investitionen in Netze lassen sich in jährliche kalkulatorische Kosten durch Bildung von Annuitäten über die kalkulatorische Nutzungsdauer der Betriebsmittel überführen. Im Bereich der Energieversorgungstechnik sind dies häufig 40 Jahre. Die geplanten Betriebskosten lassen sich ableiten, indem für jedes Betriebsmittel individuell der Aufwand für geplante Instandhaltungen ermittelt wird.

*Kosten für störungsbedingten Einsatz der Betriebsmitarbeiter:* Die Kosten für den störungsbedingten Einsatz der Betriebsmitarbeiter beruhen insbesondere auf der Anzahl der Rufbereitschaften in einem Netzgebiet. Sie werden ausschließlich zur Störungsbearbeitung vorgehalten.

*Kosten aufgrund veränderter Versorgungszuverlässigkeit:* Die Höhe von Zu- oder Abschlägen aufgrund der Versorgungszuverlässigkeit ermittelt sich in Deutschland entlang der von der Bundesnetzagentur vorgegeben Qualitäts-Erlös-Funktion jedes Netzbetreibers.

Dieser wird dadurch in die Lage versetzt, die Erlössituation aufgrund der Versorgungszuverlässigkeit in begrenztem Maße zu beeinflussen (vgl. Abschnitt 2.4).

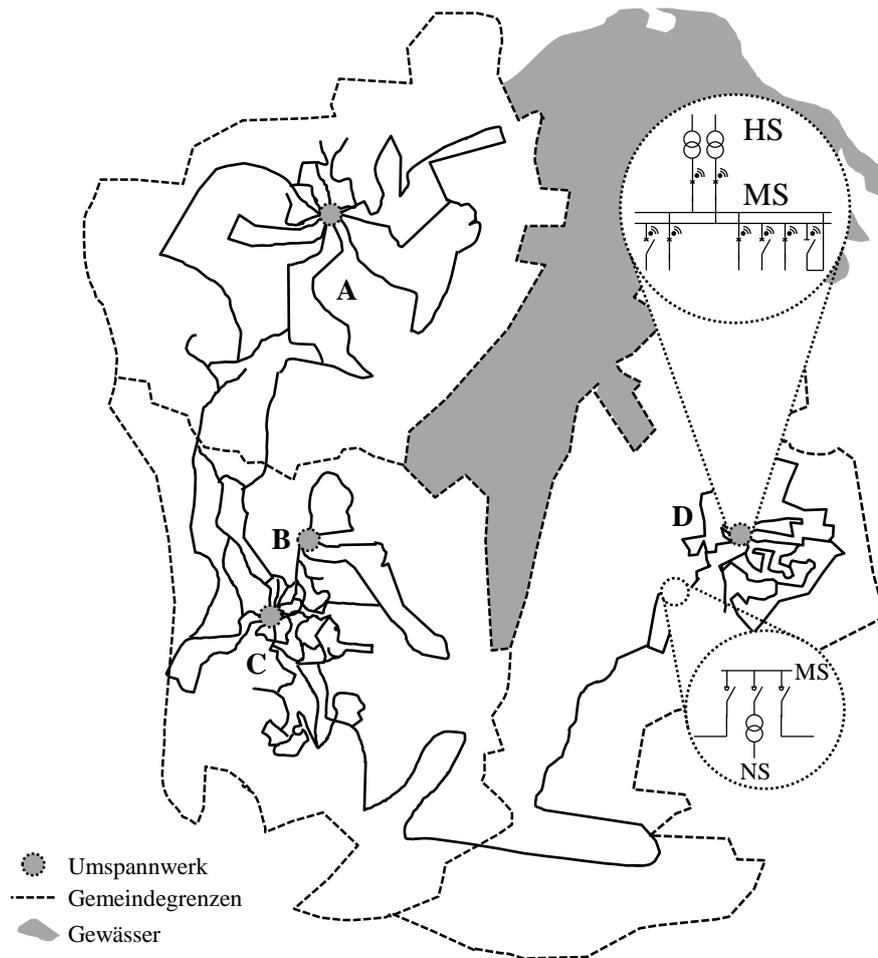
Mit Hilfe des Bewertungsmodells können diese Kostenpositionen ermittelt werden, wobei im Rahmen der Variantenbewertung prinzipiell auf die Ermittlung von Vollkosten verzichtet werden kann. Vielmehr ist die Betrachtung der Kostenveränderungen (Grenzkostenbetrachtung) im Vergleich zu einer Basisvariante ausreichend, um einzelne Maßnahmen von Netz und Netzbetrieb und ihre Kostenauswirkungen isoliert betrachten zu können.

## 5 Übergreifende Optimierung von Netz und Netzbetrieb

### 5.1 Betrachtetes Netzgebiet

Das in Kapitel 4 vorgestellte Verfahren der Kombination aus Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation wird in diesem Kapitel auf ein exemplarisches Netzgebiet angewendet, welches eine typische Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers darstellt.

Das Netzgebiet, welches Gegenstand der exemplarischen Untersuchung ist, ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Das Netzgebiet hat eine Fläche von etwa 600 km<sup>2</sup>, in der sowohl städtische, wie auch ländliche Gemeinden mit insgesamt ca. 76.000 Haushalten versorgt werden. Das Netz ist in Mittelspannungsteilnetze, gespeist aus vier Umspannwerken mit jeweils zwei 110 / 20 kV-Transformatoren, aufgeteilt. Sie verfügen über Doppelsammelschienensysteme auf Mittelspannungsseite, sodass Sammelschienenwechsel möglich sind. Die Sammelschienen und Transformatoren in den Umspannwerken sind mit Differentialschutz ausgerüstet. Reserveschutz wird für die UMZ-Schutzsysteme der Mittelspannungsabgänge durch den überlagerten Schutz am Abgang der speisenden Transformatoren bereitgestellt. Die Leistungsschalter können von der Netzleitstelle aus bedient werden, sodass Schaltzeiten resultieren, die von der Betriebsorganisation unabhängig sind. Die Gesamtlast von 105 MW an 404 Ortsnetzstationen wird über ca. 360 km Mittelspannungsleitungen (davon ca. 45 km Freileitungen) versorgt. Das Netz ist weitestgehend (n-1)-sicher ausgelegt, indem offen betriebene Mittelspannungshalbbringe vorliegen bzw. zentrale Schwerpunktstationen Umschaltungen zulassen. Nur einzelne Ortsnetzstationen sind über Stichstrukturen angebunden. Die Ortsnetzstationen verfügen über jeweils drei Lasttrennschalter, die manuell zu betätigen sind, sodass fehlerbehaftete Betriebsmittel stets durch Schaltmaßnahmen vom restlichen Netz isoliert werden können.



**Abbildung 5.1: Übersicht des untersuchten Netzgebietes**

Eine zusammenfassende Darstellung der Eigenschaften des Netzes findet sich in Tabelle 5.1.

**Tabelle 5.1: Netzstrukturdaten des untersuchten Netzgebietes**

Umspannwerk	Anzahl unterlagerter Niederspannungsnetze	P [MW]	Freileitungen [km]	Kabel [km]
A	121	33,0	9,9	80,9
B	58	15,5	0	51,2
C	146	38,3	18,3	107,5
D	79	18,7	19,4	68,4

Das Knoten-Kanten-Modell, welches zur Ermittlung der Fahrzeiten der Betriebsmitarbeiter dient, besteht aus 1.238 Reisemöglichkeiten zwischen einzelnen Betriebsmitteln. Zwischen den Umspannwerkssammelschienen können die Betriebsmitarbeiter vergleichsweise rasch reisen, da diese günstig an Hauptverkehrsstraßen liegen (vgl. Tabelle 10.1, Abschnitt 10.1).

### 5.1.1 Eigenschaften der Zuverlässigkeitsberechnung

Es wird eine analytische Zuverlässigkeitsberechnung unter Berücksichtigung der folgenden Ausfallmodelle für sämtliche Mittelspannungsbetriebsmittel und Transformatoren ausgeführt:

- Unabhängiger Ausfall
- Mehrfachausfall
- Erdschluss
- Mehrfacherdschluss
- Schutzversager
- Leistungsschalterversager

Die zugehörigen Zuverlässigkeitskenndaten finden sich in ausführlicher Form in Abschnitt 10.3.

Für den Durchlauf der Zuverlässigkeitsberechnung, in dem der statische Störungsablauf bestimmt wird, sind Zeiten bis zur Freischaltung von Betriebsmitteln und Zeiten bis zur Ausführung von Schalthandlungen vorgegeben. Freischaltungen werden nach  $T_{\text{Frei}} = 0,75$  h ausgeführt, Schalthandlungen nach  $T_{\text{Schalt}} = 1,25$  h. Sammelschienenwechsel in den Umspannwerken werden fernbedient innerhalb von  $T_{\text{SSW}} = 0,5$  h ausgeführt.

### 5.1.2 Eigenschaften der Betriebssimulation

Sofern im weiteren Verlauf des Kapitels nicht abweichend beschrieben, gelten die folgenden Prämissen und Rahmenbedingungen für die Simulation des Netzbetriebs:

- Prinzipiell ist es zulässig, dass jeder Betriebsmitarbeiter an der Ausführung von Entstörungstätigkeiten mitwirkt, wobei grundsätzlich sämtliche Freischaltungen vor der Ausführung von Schalthandlungen zur Wiederversorgung und Reparaturen auszuführen sind.
- Alle Freischaltungen an einem Betriebsmittel sind durch den gleichen Betriebsmitarbeiter auszuführen.
- Ein übergreifendes Arbeiten zwischen Zuständigkeitsbereichen ist nicht zulässig.
- Die Dauer von Schaltgesprächen und damit die Dauer der Ausführung von Freischaltungen und Schalthandlungen liegen bei  $T_{\text{Schalt}} = 0,1$  h.
- Innerhalb der Mitarbeiterschaft gibt es keine besondere Spezialisierung einzelner Betriebsmitarbeiter.
- Bei der Nachbildung der Rufbereitschaftszeiten wird von einer Wochenarbeitszeit von 40 Stunden ausgegangen, sodass während 2.080 Stunden von 8.760 Stunden des gesamten Jahres reguläre Arbeitszeit vorliegt.
- Die Optimierung der Betriebssimulation wird für jede Ausfallkombination 100 Mal durchlaufen. Dieser Wert hat sich in vorherigen Berechnungen und in Arbeiten mit

einem ähnlichen Optimierungsproblem [10, 87] als ausreichend erwiesen (vgl. auch Abschnitt 10.2).

## 5.2 Prinzipielle Zusammenhänge

### 5.2.1 Übersicht

Im folgenden Abschnitt wird der prinzipielle Mehrwert der Kombination von Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation herausgestellt. Dazu wird die Erhöhung der Präzision der Störungsabläufe durch die Anwendung der Betriebssimulation gegenüber der ausschließlichen Zuverlässigkeitsberechnung beschrieben. Hierbei wird insbesondere zwischen regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit unterschieden, sodass deutlich wird, dass in Situationen, in denen eine nicht ausreichende Anzahl Betriebsmitarbeiter zur Bearbeitung der Entstörungstätigkeiten vorhanden sind, einzelne Tätigkeiten aufgeschoben werden müssen.

Anschließend wird anhand der Kenngrößen ausgewählter Kunden aus dem exemplarischen Netz herausgestellt, dass eine erhöhte Genauigkeit der Ergebnisse mit Hilfe des Gesamtmodells gegenüber der ausschließlichen Zuverlässigkeitsberechnung erreicht werden kann und wie die Ergebnisse interpretiert werden können.

In einer abschließenden Betrachtung wird hergeleitet, dass die in dem Gesamtmodell ausgeführte Zuverlässigkeitsberechnung zur Generierung von Eingangsdaten für die Betriebssimulation zu realitätsgerechteren Ergebnissen führt, als wenn historische Störungsdatensätze als Eingangsdaten für die Betriebssimulation herangezogen würden.

### 5.2.2 Präzisierung von Störungsabläufen

#### 5.2.2.1 Störungsabläufe eines unabhängigen Ausfalls

Durch die in dieser Arbeit beschriebene Kombination von Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation werden neben den Netz- und Netzbetriebsstrukturen sowie den Eigenschaften der Betriebsmitarbeiter auch die geographischen Gegebenheiten des Netzgebietes bei der Nachbildung der Störungsabläufe berücksichtigt. Dieser Freiheitsgrad beeinflusst die Zeitpunkte von Freischaltungen, Schaltheftungen und Reparaturen innerhalb eines Störungsablaufs erheblich.

Abbildung 5.2 zeigt drei Störungsabläufe, die bei einer Störung auf der Leitung eines Funktionsgruppendreibeins entstehen. Das Funktionsgruppendreibein besteht aus drei Leitungen, von denen eine einen Kunden im Stich versorgt (vgl. auch Abbildung 2.11). Die Stichenbindung kann nicht durch Lasttrennschalter von den weiteren Betriebsmitteln

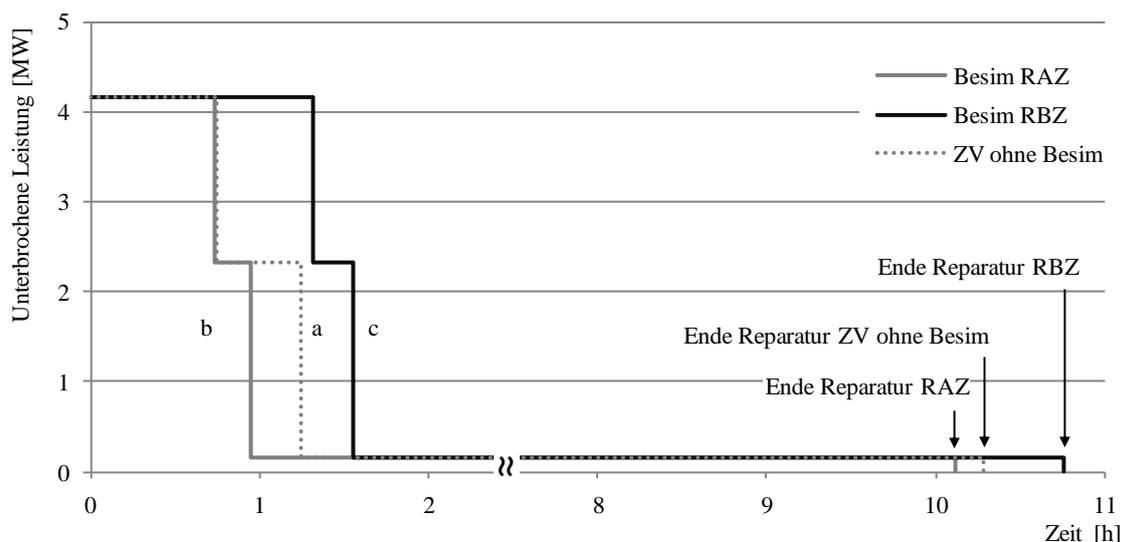
getrennt werden, sodass die im Stich angebundenen Kunden erst nach der Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels wiederversorgt werden können.

Durch Ausführung von manuellen Freischaltungen in Verbindung mit fernbedienten Schalthandlungen kann die unterbrochene Leistung von zu Beginn 4,16 MW auf 2,32 MW reduziert werden. Die anschließende manuelle Schalthandlung führt zur Reduktion der unterbrochenen Leistung auf 0,16 MW. Die letzten unterbrochenen Kunden werden nach der abschließenden Reparatur wiederversorgt.

Das Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung ohne die Einbeziehung der Betriebssimulation (*ZV ohne Besim*, Verlauf a in Abbildung 5.2) ist dadurch gekennzeichnet, dass die über die Eingangsdaten vorgegebenen Zeiten für Freischaltungen ( $T_{\text{Frei}} = 0,75 \text{ h}$ ) und Schalthandlungen ( $T_{\text{Schalt}} = 1,25 \text{ h}$ ) sowie die Aus-Dauer des betrachteten Betriebsmittels ( $T_{\text{Aus}} = 10,28 \text{ h}$ ) im Störungsablauf auftauchen.

Bei der Berücksichtigung der Betriebssimulation ist dies nicht der Fall. Der Verlauf b für die Zuverlässigkeitsberechnung unter Berücksichtigung der Betriebssimulation für die reguläre Arbeitszeit (*Besim RAZ*) zeigt diesen Effekt ganz deutlich. Nach  $T_{\text{Frei}} = 0,74 \text{ h}$  ist die letzte Freischaltung am betroffenen Betriebsmittel ausgeführt, sodass dann eine fernbediente Zuschaltung einzelner Kunden erfolgen kann (Reduktion der unterbrochenen Leistung auf 2,32 MW). Die weitere notwendige Schalthandlung wird nach  $T_{\text{Schalt}} = 0,95 \text{ h}$  ausgeführt. Die Netto-Reparaturdauer berechnet sich entsprechend Abschnitt 4.4.3.2 zu  $T_{\text{Rep}} = 8,53 \text{ h}$ , sodass diese 10,12 Stunden nach Störungseintritt abgeschlossen ist.

Während der Rufbereitschaftszeit ist die Anzahl der verfügbaren Betriebsmitarbeiter geringer als während der regulären Arbeitszeit. Deutlich zeigt sich in Verlauf c (*Besim RBZ*) die entstehende Verzögerung von Freischaltungen und Schalthandlungen im Vergleich zur regulären Arbeitszeit, da lediglich der an der Rufbereitschaft teilnehmende Betriebsmitarbeiter für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten eingesetzt werden kann. Die Freischaltung erfolgt nach  $T_{\text{Frei}} = 1,32 \text{ h}$ , die Schalthandlung nach  $T_{\text{Schalt}} = 1,55 \text{ h}$ , sodass die abschließende Reparatur nach 10,76 Stunden abgeschlossen ist.



**Abbildung 5.2: Störungsablauf der Zuverlässigkeitsberechnung sowie netzbetriebsabhängige Störungsabläufe der Kombination von Zuverlässigkeitsberechnung und Betriebssimulation differenziert nach regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit**

### 5.2.2.2 Störungsabläufe überlappender Ausfälle

Noch deutlicher wird der Einfluss der Betriebssimulation auf die Störungsabläufe bei der Betrachtung von überlappenden Ausfällen zweier Betriebsmittel:

- Betriebsmittel A ist eine Freileitung mit  $T_{\text{Aus}_A} = 10,28$  h auf einem Funktionsgruppendreiein entsprechend dem vorhergehend beschriebenen Ausfall. Die Leistungsstufen zur Wiederversorgung sind identisch mit dem Einfachausfall ( $4,16$  MW  $\rightarrow$   $2,32$  MW  $\rightarrow$   $0,16$  MW  $\rightarrow$   $0,0$  MW). Die Störungsabläufe von Zuverlässigkeitsberechnung und kombiniertem Gesamtmodell sind in Abbildung 5.3 dargestellt.
- Betriebsmittel B ist ein Kabel mit  $T_{\text{Aus}_B} = 27,51$  h aus einem anderen, offen betriebenen Mittelspannungshalbring. Die unterbrochene Leistung von  $0,55$  MW reduziert sich durch die Freischaltung in Verbindung mit einer fernbedienten Schalthandlung auf  $0,37$  MW. Die Schließung der rückwärtigen Trennstelle bewirkt die vollständige Wiederversorgung. Die Störungsabläufe sind in Abbildung 5.4 dargestellt.

Ebenso wie beim Einfachausfall sind die Zeitpunkte der Ausführung von Freischaltungen und Schalthandlungen sowie die Aus-Dauer bei der Zuverlässigkeitsberechnung ohne Betriebssimulation (Verlauf a in Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4) durch die Eingangsdaten für die Ausführung von Freischaltungen ( $T_{\text{Frei}} = 0,75$  h) und Schalthandlungen ( $T_{\text{Schalt}} = 1,25$  h) vorgegeben. Die Reparaturen sind nach Ablauf der jeweiligen Aus-Dauer abgeschlossen.

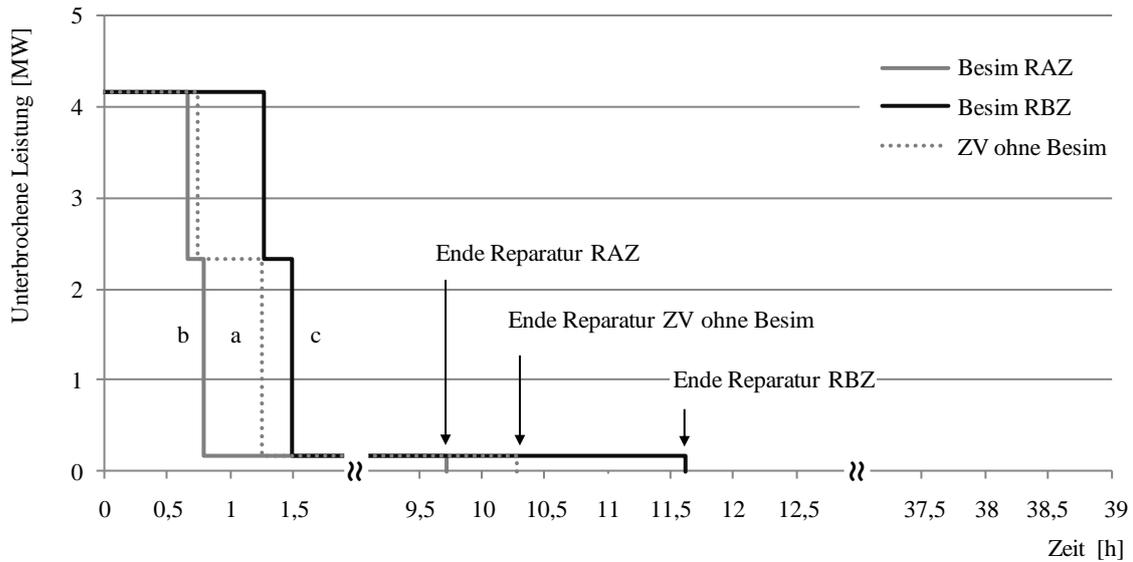


Abbildung 5.3: Störungsabläufe Betriebsmittel A eines Mehrfachausfalls der Dimension 2

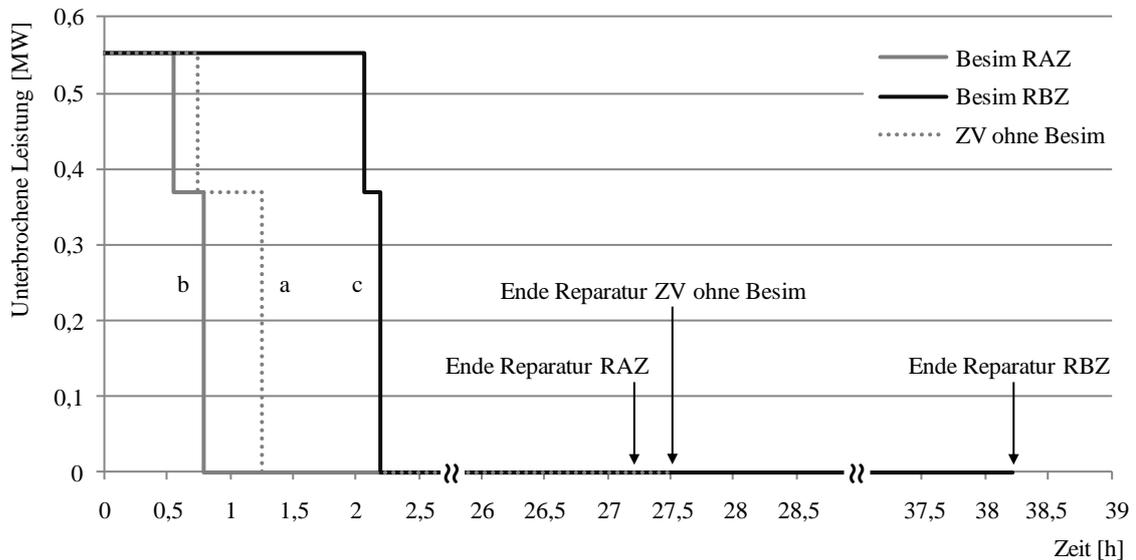


Abbildung 5.4: Störungsabläufe Betriebsmittel B eines Mehrfachausfalls der Dimension 2

Bei der Betrachtung der Ergebnisse der Betriebssimulation während der regulären Arbeitszeit (Verlauf b in Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4) kommt es – trotz ausreichender Anzahl an Betriebsmitarbeitern – zu signifikanten Abweichungen im Ausführungszeitpunkt der Freischaltungen. Betriebsmittel B wird bereits nach  $T_{\text{Frei}} = 0,55$  h freigeschaltet, Betriebsmittel A nach  $T_{\text{Frei}} = 0,66$  h. Vor dem Hintergrund, dass während der regulären Arbeitszeit eine ausreichende Anzahl Betriebsmitarbeiter zur Ausführung aller Freischaltungen vorhanden sind, ist hier insbesondere der Einfluss der mit der Betriebssimulation hinterlegten geographischen Eigenschaften des Knoten-Kanten-Modells zu erkennen: Das Betriebsmittel A befindet sich am Rande des Umspannwerks A, sodass auch bei umgehender Aktivierung der Betriebsmitarbeiter, bis zur Ausführung der ersten Entstörungstätigkeit vor Ort eine längere Reisezeit vergeht als bei Betriebsmittel B. Dieses liegt in direkter Umgebung des Umspannwerks A.

Die Schalthandlungen werden im Mittel nach  $T_{\text{Schalt}} = 0,79$  h ausgeführt. Die Reparaturen werden ohne weitere Verzögerung ausgeführt, sodass diese bei Betriebsmittel A nach  $T_{\text{Aus}} = 9,72$  h und bei Betriebsmittel B nach  $T_{\text{Aus}} = 27,26$  h beendet werden.

Die Verläufe c in Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4 beschreiben die Störungsabläufe während der Rufbereitschaftszeit. Hier zeigt sich deutlich der Einfluss der Priorisierung zwischen einzelnen Entstörungstätigkeiten über die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz entsprechend Abschnitt 4.5.4.1. Zunächst werden Freischaltungen ( $T_{\text{Frei}} = 1,27$  h) und Schalthandlungen ( $T_{\text{Schalt}} = 1,5$  h) im Zusammenhang mit Betriebsmittel A ausgeführt, da hier die größere tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz erreicht werden kann. Freischaltungen am Betriebsmittel B sind nach  $T_{\text{Frei}} = 2,06$  h abgeschlossen, Schalthandlungen nach  $T_{\text{Schalt}} = 2,2$  h.

Die insgesamt maßgeblich erhöhten Freischalt- und Schaltzeiten im Vergleich zur regulären Arbeitszeit sind darauf zurückzuführen, dass während der Rufbereitschaftszeit ein einzelner Betriebsmitarbeiter für die Ausführung aller Entstörungstätigkeiten zuständig ist. Dies lässt sich auch bei den Zeitpunkten der Ausführung der Reparaturen erkennen. Die Reparatur des Betriebsmittels B wird im Gegensatz zur Reparatur des Betriebsmittels A zunächst aufgeschoben, da keine unterbrochene Leistung nach Abschluss aller Freischaltungen und Schalthandlungen vorliegt. Die tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz der Reparatur des Betriebsmittels B ist folglich stets geringer als die der Reparatur des Betriebsmittels A. Nach Abschluss der Reparatur des Betriebsmittels A nach  $T_{\text{Aus}} = 11,61$  h wird die Reparatur des Betriebsmittels B nach  $11,96$  h begonnen, sodass es nach  $T_{\text{Aus}} = 38,22$  h wieder zur Verfügung steht.

### 5.2.3 Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit

Die Ermittlung der präziseren Störungsabläufe mit Hilfe des Gesamtmodells bewirkt, dass die kundenindividuellen Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit nicht nur von der Netzstruktur und den Eigenschaften der Betriebsmittel abhängen, sondern auch von der Organisation des Netzbetriebs und der Geographie im Netzgebiet. Im Folgenden wird der Einfluss der Geographie auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit in Verbindung mit dem Einfluss der Variation des Netzbetriebs vorgestellt.

Es werden die Kenngrößen ausgewählter Ortsnetzstationen innerhalb des in Abbildung 5.1 vorgestellten Netzgebietes, die ähnlich in die Netzstruktur eingebunden sind, sich jedoch in ihren geographischen Eigenschaften voneinander unterscheiden, vorgestellt und einem Vergleich unterzogen. Eine Beschreibung der Eigenschaften der Ortsnetzstationen findet sich in Tabelle 5.2.

**Tabelle 5.2: Geographische Lage und Einbindung ausgewählter Ortsnetzstationen**

Nr. ONS	Geographische Lage innerhalb des Netzgebietes	Einbindung in Netzstruktur
1	Im äußersten Norden des Umspannwerks A	Einbindung in offenem Mittelspannungshalbring
2	Zentrale Lage im Kerngebiet des Umspannwerks B	Einbindung in offenem Mittelspannungshalbring Mittelspannungshalbring an fernbedienter Umspannanlage mit Sammelschienenwechsel
3	Kerngebiet des Umspannwerks C	Einbindung in offenem Mittelspannungshalbring
4	Randgebiet des Umspannwerks D	Einbindung in offenem Mittelspannungshalbring
5	Kerngebiet des Umspannwerks B	Auf Sticheinbindung einer Ortsnetzstation Einbindung in offenem Mittelspannungshalbring
6	Randgebiet des Umspannwerks D	Auf Sticheinbindung mehrerer Ortsnetzstationen

Für die Nachbildung des Einflusses des Netzbetriebs wird in diesem Abschnitt eine einfache Netzbetriebsstruktur herangezogen, die insbesondere den prinzipiellen Einfluss des Netzbetriebs auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit verdeutlichen soll. Dabei wird die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit für das gesamte Netzgebiet mit vier konstant gehalten. Die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit wird konstant bei eins belassen.

Abbildung 5.5 zeigt die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der ausgewählten Ortsnetzstationen. Zunächst einmal wird deutlich, dass an den Ortsnetzstationen ONS 1, ONS 2, ONS 3 und ONS 4 in einer Zuverlässigkeitsberechnung ohne die Berücksichtigung der Betriebssimulation eine ähnliche mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen erwartet werden kann. Dies ist auf die strukturell gleiche Einbindung der Ortsnetzstationen in das Mittelspannungsnetz über offen betriebene Halbringe zurückzuführen, sodass im Falle einer Störung stets die gleichen Entstörungstätigkeiten mit einheitlichen Ausführungsdauern berücksichtigt werden.

Sofern die Zuverlässigkeitsberechnung unter Berücksichtigung der Betriebssimulation ausgeführt wird (*ZV mit Besim* in Abbildung 5.5), zeigt sich deutlich der Einfluss der Geographie des Netzgebietes. ONS 2 bspw. befindet sich in zentraler Lage im Umspannwerk B, welches seinerseits aus allen Richtungen schnell durch die Betriebsmitarbeiter erreicht werden kann. Diese gute Anbindung hat unmittelbare Auswirkungen auf die resultierenden Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung, da der Auslösebereich in dem die ONS 2 eingebunden ist, schnell durch Betriebsmitarbeiter erreicht werden kann und dementsprechend schnell die Ausführung der Entstörungstätigkeiten beginnt.

Deutlich wird dies auch bei einem Vergleich der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen bezogen auf die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der Zuverlässigkeitsberechnung ohne Betriebssimulation (Abbildung 5.6). Dezentral gelegene Ortsnetzstationen, wie bspw. ONS 1 und ONS 4 haben bei der realistischeren Berechnung

der Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit mit Hilfe der Betriebssimulation eine etwa doppelte so hohe mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen als bei der Berechnung ohne Betriebssimulation.

Bei Ortsnetzstationen, die über einen Stich in das Netz angebunden sind (hier ONS 5 und ONS 6), hängt die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen maßgeblich davon ab, wie lange die Reparatur des fehlerhaften Betriebsmittels dauert. Nur dann, wenn die Fehlerstelle hinter der betrachteten Ortsnetzstation liegt, kann durch Schaltmaßnahmen eine Wiederversorgung erreicht werden und die Dauer der Versorgungsunterbrechung ist stark von der Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern abhängig. In Abbildung 5.6 wird dies deutlich, indem die durch die Zuverlässigkeitsberechnung ermittelten Kenngrößen kaum durch die Betriebssimulation beeinflusst werden können.

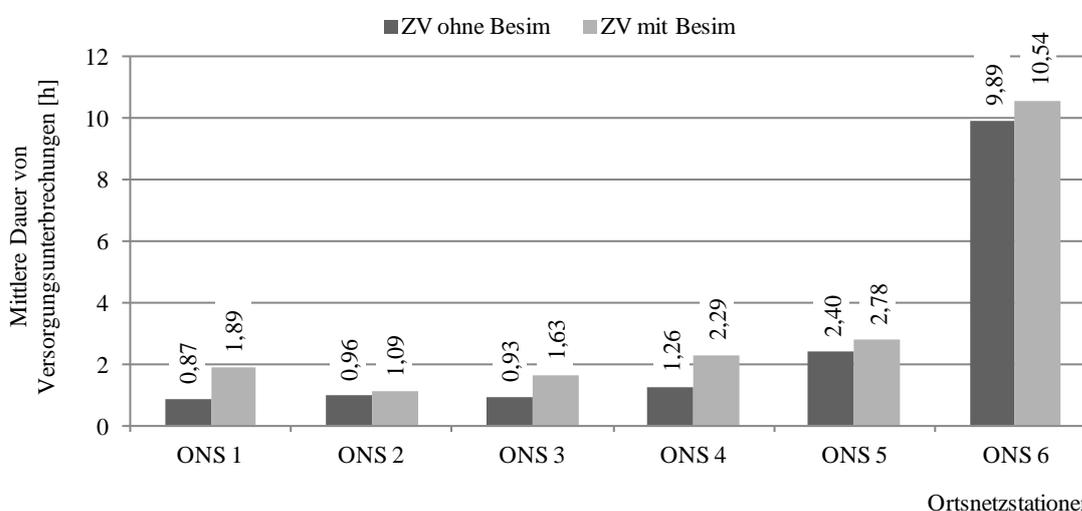


Abbildung 5.5: Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen ausgewählter Ortsnetzstationen

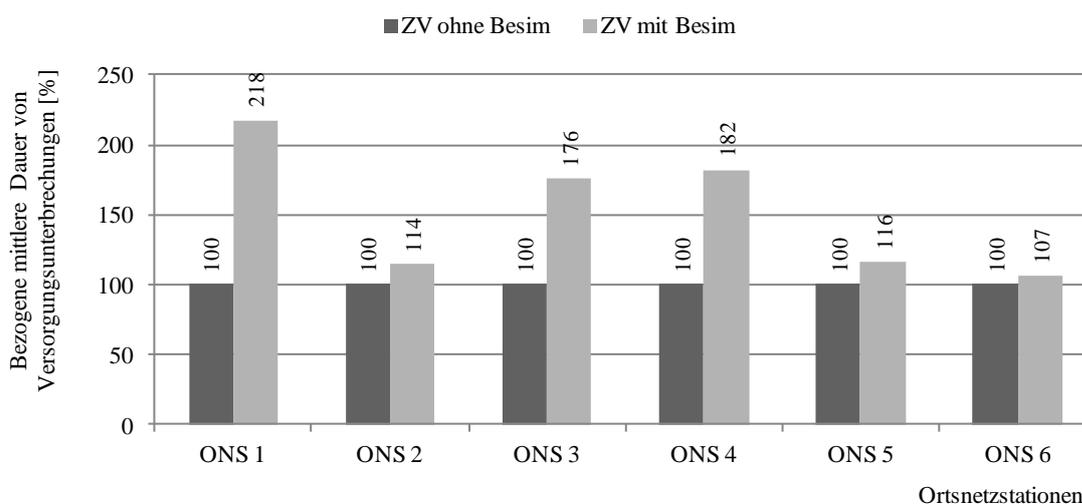


Abbildung 5.6: Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen ausgewählter Ortsnetzstationen bezogen auf die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der Zuverlässigkeitsberechnung ohne Betriebssimulation

Ergebnisse zu Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und Nichtverfügbarkeit werden an dieser Stelle nicht ausführlich diskutiert, da sich die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen konzeptgemäß nicht mit Veränderung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter oder sonstiger Parameter des Netzbetriebs ändert. Die Nichtverfügbarkeit verändert sich proportional zur Unterbrechungsdauer. Ergänzend finden sich die Ergebnisse zu Häufigkeit und Nichtverfügbarkeit einzelner Kunden in Abschnitt 10.4.

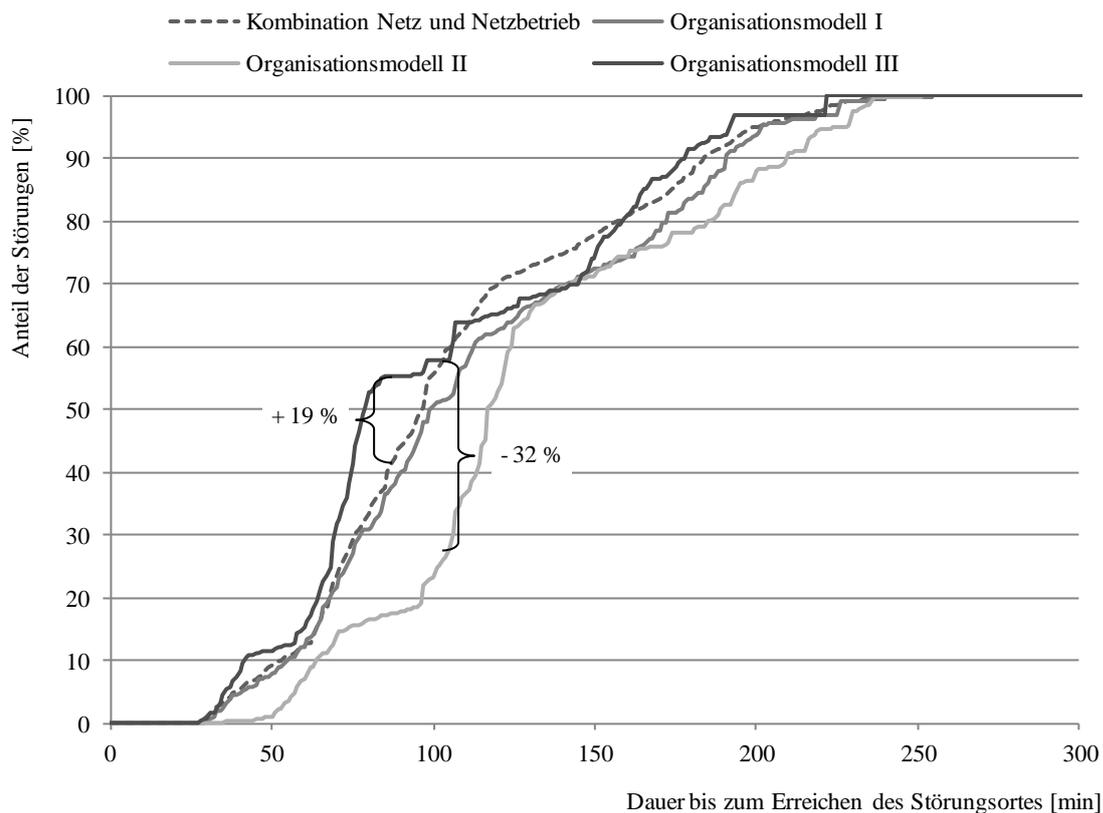
#### 5.2.4 Organisationsgüte

Zur Quantifizierung der Organisationsgüte wurde in Abschnitt 4.6 die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes eingeführt. Sie beschreibt den Zeitpunkt, an dem ein Betriebsmitarbeiter zur Abwehr von Gefahren für Dritte am Störungsort eingetroffen ist und lässt die objektive Quantifizierung der Güte einer Organisation zu, indem der Anteil der Störungen bestimmt wird, bei dem innerhalb eines vorgegebenen Intervalls die Störungsorte durch Betriebsmitarbeiter erreicht werden. In [10] und [15] wird diese Risikokenngröße unter Berücksichtigung historischer Störungsdatensätze ermittelt. Dazu wurde das Störungsgeschehen eines Zeitabschnitts, der als repräsentativ für die Vergangenheit angesehen wurde, als Eingangsgröße verwendet. Im Regelfall konnte so jedoch nicht der Ausfall aller Betriebsmittel in die Ermittlung der Risikokenngröße eingehen, sondern lediglich die Auswahl, die tatsächlich auch während dieses Zeitabschnitts ausgefallen ist.

In Abbildung 5.7 werden die Ergebnisse für die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes mehrerer Berechnungen gezeigt:

- Die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes wurde für ein repräsentatives Störungsgeschehen unter Berücksichtigung aller Betriebsmittel im Netz, der Ausfallmodelle der Zuverlässigkeitsberechnung und deren Häufigkeiten berechnet (*Kombination Netz und Netzbetrieb*).
- Die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes wurde unter Verwendung mehrerer synthetischer, historischer Störungsdatensätze ermittelt (*Organisationsmodell I – III*). Am Störungsgeschehen nimmt in diesen Berechnungen lediglich ein zufällig ausgewählter Anteil der Betriebsmittel an zufälligen Orten im Netz teil.

Es zeigt sich deutlich, dass durch den Verzicht der Berücksichtigung aller Betriebsmittel im Störungsgeschehen, maßgebliche Unterschiede bei der Ermittlung der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes auftreten können. So wird im Bereich um 100 Minuten mit dem historischen Störungsdatensatz *Organisationmodell II* das Risiko um bis zu 32 % unterschätzt, wohingegen der Datensatz *Organisationmodell III* im Bereich um 80 Minuten zu wesentlich günstigeren Berechnungsergebnissen führt.



**Abbildung 5.7: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes von repräsentativem Störungsgeschehen und historischen Störungsdatensätzen**

Der Blick auf die Erwartungswerte der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes zeigt, dass wenn kein repräsentatives Störungsgeschehen herangezogen wird, ebenfalls starke Abweichungen auftreten können (Tabelle 5.3). Hier ergibt sich eine maximale Abweichung von 22 Minuten zwischen der repräsentativen Berechnung (*Kombination Netz und Netzbetrieb*) und den Ergebnissen aus der Berechnung *Organisationmodell II*.

Bei der Betrachtung der 95%-Grenze der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes sticht die Berechnung *Organisationmodell II* ebenfalls durch eine starke Abweichung heraus. Prinzipiell kann es so zu Fehlinterpretationen kommen, die zu einer Überdimensionierung des Netzbetriebs führen.

**Tabelle 5.3: Erwartungswerte und 95%-Werte der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes**

Berechnung	Erwartungswert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes [min]	95%-Wert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes [min]
Kombination Netz und Netzbetrieb	108	200
Organisationsmodell I	115	201
Organisationsmodell II	130	226
Organisationsmodell III	104	192

### 5.2.5 Fazit

In den vorhergehenden drei Abschnitten wurde der Unterschied zwischen Vorgängermodellen und dem in dieser Arbeit vorgestellten Gesamtmodell zur Kombination von Netz und Netzbetrieb vorgestellt.

Es hat sich gezeigt, dass die Störungsabläufe der Zuverlässigkeitsberechnung unter Berücksichtigung der Betriebssimulation nun wesentlich realitätsnäher nachgebildet werden. Einflüsse von Mitarbeiterverfügbarkeit, Arbeitszeit und Geographie fließen nun in die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit ein. Zu erkennen ist dies sowohl in den systemweiten, wie auch in den kundenindividuellen Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit.

Weiterhin zeigt sich ganz klar der Vorteil der Verwendung der Zuverlässigkeitsberechnung zur Ermittlung des repräsentativen Störungsgeschehens mit Blick auf die Organisationsgüte. Sämtliche Betriebsmittel werden mit ihrer Ausfallwahrscheinlichkeit und ihren individuellen Auswirkungen auf die Versorgungssituation in der Berechnung von Ergebniskenngrößen berücksichtigt, sodass eine fehlende Repräsentativität durch Verwendung historischer Störungsdatensätze ausgeschlossen werden kann.

## 5.3 Übergreifende Optimierung

### 5.3.1 Varianten von Netz und Netzbetrieb

Im Folgenden wird eine übergreifende Optimierung von Netz und Netzbetrieb für das betrachtete Netzgebiet vorgenommen, indem sowohl Variationen auf Seiten des Netzes, wie auch auf Seiten des Netzbetriebes einzeln untersucht und miteinander kombiniert werden.

Ausgehend von der Basisvariante des Netzes *NB* werden im Rahmen dieser Untersuchung verschiedene Veränderungen im Netz ausgeführt und ihre Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit erläutert:

- *NV10*, *NV50*: Durch die Verkabelung von 10 % (*NV10*) bzw. 50 % (*NV50*) aller Freileitungen wird die Häufigkeit von Fehlern im Netz grundsätzlich vermindert, da diese durch VPE-Kabel mit einer geringeren Ausfallhäufigkeit ersetzt werden [25]. Durch die im Allgemeinen aufwendigere Reparatur von Kabeln, ist die mittlere Aus-Dauer im Netz jedoch im Mittel höher.
- *NF6*, *NF9*: Mit Hilfe der Einführung von Fernsteuerung (fernbediente Lasttrennschalter) in 6 (*NF6*) bzw. 9 (*NF9*) ausgewählten Mittelspannungsschwerpunktstationen wird die Dauer bis zur Ausführung von Schalthandlungen in zentralen Stationen von der vorliegenden Betriebsorganisation

entkoppelt. Sie sind nicht mehr von der Verfügbarkeit der Betriebsmitarbeiter abhängig, sondern werden fernbedient ausgeführt.

- *NR*: Durch den Rückbau von 17 km Mittelspannungsleitungen (davon 9 km Freileitungen) wird die Anzahl der Betriebsmittel im Netz vermindert, sodass eine geringere Fehleranzahl zu erwarten ist. Gleichzeitig werden Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung aus dem Netz entfernt, wodurch sich die mittlere Dauer bis zur Beendigung von Versorgungsunterbrechungen verlängern kann.
- *NI10+*, *NI10-*: Es wird eine Verlängerung (*NI10+*) bzw. Verkürzung (*NI10-*) von Instandhaltungsintervallen angenommen. Es werden die Häufigkeiten von Betriebsmittelausfällen, deren Zustand durch Instandhaltung beeinflusst werden kann, entsprechend der Verlängerung des Instandhaltungsintervalls um 10 % und der Verkürzung des Instandhaltungsintervalls um 10 % angepasst. Dabei wird zur Ermittlung der Zuverlässigkeitskenndaten einem stark vereinfachten Ansatz gefolgt, demzufolge ein linearer Zusammenhang zwischen Dauer der Instandhaltungszyklen und der Ausfallhäufigkeit von Betriebsmitteln besteht [14]. Die entsprechende Berechnungsvorschrift ist in Abschnitt 10.5 beschrieben.

Der Netzbetrieb wird im Rahmen dieser Untersuchung in zwei Stoßrichtungen angepasst, sodass die jeweiligen Auswirkungen auf die Qualität der Versorgung quantifiziert werden können:

- *OAI...OA20*: Es erfolgt die Veränderung der *Anzahl der Betriebsmitarbeiter* während der regulären Arbeitszeit beginnend mit 1 (*OAI*) bis 20 (*OA20*). Die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit wird bei 1 belassen.
- *ORI...OR3*: Es erfolgt die Veränderung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit beginnend mit 1 (*ORI*) bis 3 (*OR3*).

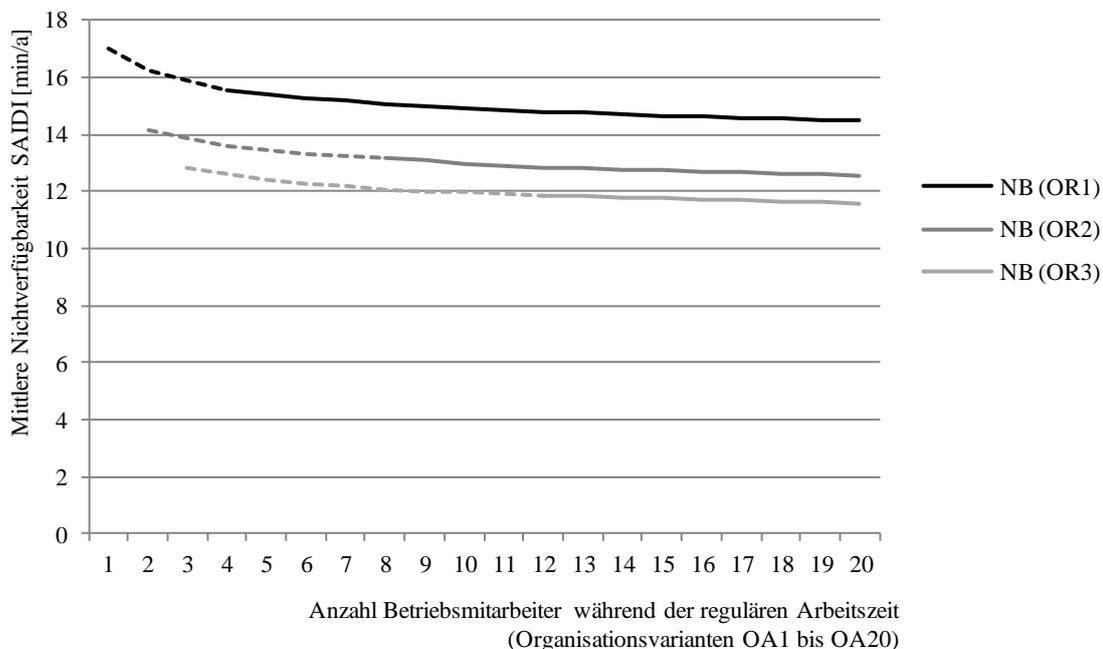
## 5.3.2 Ergebnisse der Versorgungszuverlässigkeit

### 5.3.2.1 Variation der Anzahl Betriebsmitarbeiter

Die Nichtverfügbarkeit eines Netzes wird im Allgemeinen über die Kenngröße SAIDI angegeben. Abbildung 5.8 zeigt die simulierte erwartete Nichtverfügbarkeit für die Basisvariante des Netzes (*NB*) bei gleichzeitiger Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit (Netzbetriebsvarianten *OAI* bis *OA20*) und während der Rufbereitschaftszeit (*ORI* bis *OR3*).

Es zeigt sich, dass eine Reduktion der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit zu einer moderaten Erhöhung der Nichtverfügbarkeit im Netz führt. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit nicht beliebig variiert werden kann. Vielmehr sind für die

Bereitstellung einer Rufbereitschaft mindestens vier Betriebsmitarbeiter notwendig, um eine rollierende Partizipation der Betriebsmitarbeiter zu gewährleisten. Für zwei bzw. drei Rufbereitschaften sind folglich mindestens acht bzw. zwölf Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit vorzusehen. In Abbildung 5.8 sind die in der Praxis nicht umsetzbaren Netzbetriebsvarianten gestrichelt gekennzeichnet und werden im Folgenden nicht weiter untersucht.

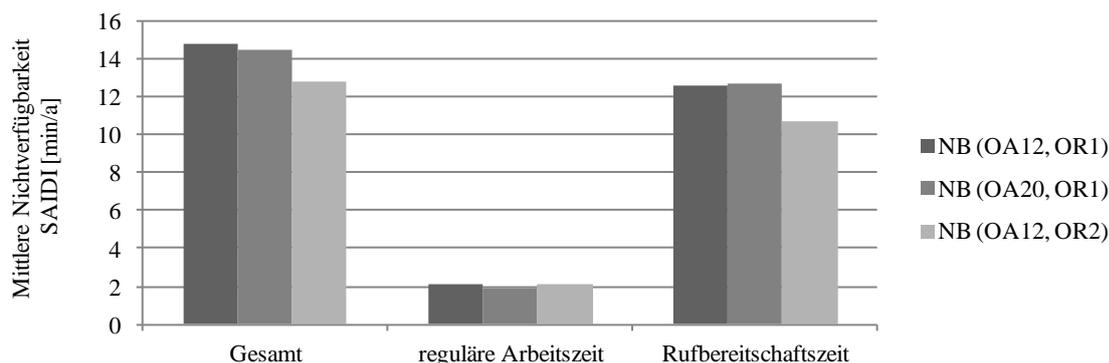


**Abbildung 5.8: Mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes (NB) in Abhängigkeit der Netzbetriebsvarianten OA1 bis OA20 (Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit) und OR1 bis OR3 (Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit)**

Ebenfalls zu erkennen ist, dass die Veränderung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter, die während der Rufbereitschaftszeit für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten zur Verfügung stehen, die Versorgungszuverlässigkeit erheblich beeinflusst. Durch die Verdopplung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit (Varianten OR1 zu OR2) kann die Qualität der Versorgung im Mittel der Varianten OA2 bis OA20 um 13 % verbessert werden. Durch einen weiteren Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit kann eine weitere Verbesserung um 7 % erreicht werden. Die sehr deutliche Möglichkeit zur Veränderung der Nichtverfügbarkeit durch die Varianten OR2 und OR3 ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen:

- Die Rufbereitschaftszeit deckt einen großen Teil des Jahres ab (etwa 6.700 Stunden). Der Einfluss der Anzahl der Betriebsmitarbeiter auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit während der Rufbereitschaftszeit ist folglich um ein mehrfaches größer. Diesen Umstand unterstreicht noch einmal Abbildung 5.9. Diese zeigt die mittlere Nichtverfügbarkeit im Basisnetz für die

Netzbetriebsvarianten *OA12/OR1*, *OA20/OR1* und *OA12/OR2*. Es wird deutlich, dass eine wesentliche Erhöhung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit (von *OA12/OR1* nach *OA20/OR1*) kaum die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen kann. Da während der Rufbereitschaftszeit etwa 80 % der mittleren Nichtverfügbarkeit auftritt, kann hingegen eine Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit (von *OA12/OR1* nach *OA12/OR2*) naturgemäß einen größeren Einfluss auf die Qualität der Versorgung ausüben.



**Abbildung 5.9: Mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes differenziert nach der Arbeitszeit der Betriebsmitarbeiter**

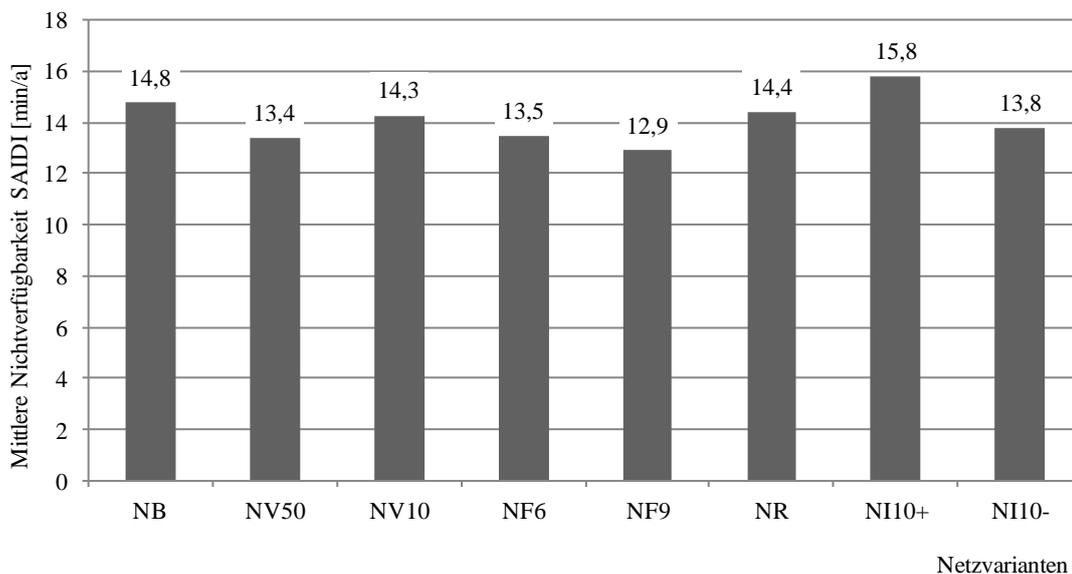
- Im Falle von zeitlich überlappenden unabhängigen Ausfällen (Mehrfachausfällen) und Mehrfacherdschlüssen sowie Schutz- und Leistungsschalterversagern treten im Allgemeinen mehrere parallel zu bearbeitende Entstörungstätigkeiten innerhalb der jeweiligen Abläufe der Störungen auf. Sofern mehrere Betriebsmitarbeiter zur Verfügung stehen, kann eine deutlich schnellere Wiederversorgung bei Auftreten einer Versorgungsunterbrechung gewährleistet werden, als wenn nur ein Betriebsmitarbeiter verfügbar ist.

### 5.3.2.2 Variation des Netzes

Ausgehend von einer Basisvariante des Netzbetriebs *OA12/OR1* zeigt Abbildung 5.10 die mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes im Vergleich zu den in Abschnitt 5.3.1 beschriebenen Netzvarianten. Die mittlere Nichtverfügbarkeit lässt sich prinzipiell sowohl um bis zu 12 % verbessern, wie auch um bis zu 7 % verschlechtern. Es zeigen sich insgesamt die folgenden Effekte:

- Eine Verkabelung von Freileitungen (*NV50*, *NV10*) führt stets zu einer Verbesserung der mittleren Nichtverfügbarkeit, da die längere Aus-Dauer von Kabeln im Vergleich zu Freileitungen durch eine wesentlich geringerer Ausfallhäufigkeit überkompensiert wird.

- Die Einführung von Fernsteuerung (*NF6*, *NF9*) führt zur im Mittel schnelleren Ausführung von Freischaltungen und Schalthandlungen, sodass die mittlere Nichtverfügbarkeit im Vergleich zum Basisnetz vermindert wird.
- Die Reduktion von Netzbetriebsmitteln (*NR*) führt im untersuchten Netz zu einer Verminderung der mittleren Nichtverfügbarkeit. Zurückzuführen ist dies auf den Umstand, dass in maßgeblichem Umfang Fehlerquellen aus dem Netz entnommen werden.
- Durch die Verlängerung / Verkürzung von Instandhaltungsintervallen (*NI10+*, *NI10-*) wird die Versorgungszuverlässigkeit in jeweils gleichem Maße verschlechtert bzw. verbessert.



**Abbildung 5.10: Mittlere Nichtverfügbarkeit für Netzvarianten für die Netzbetriebsvariante OA12 in Verbindung mit OR1**

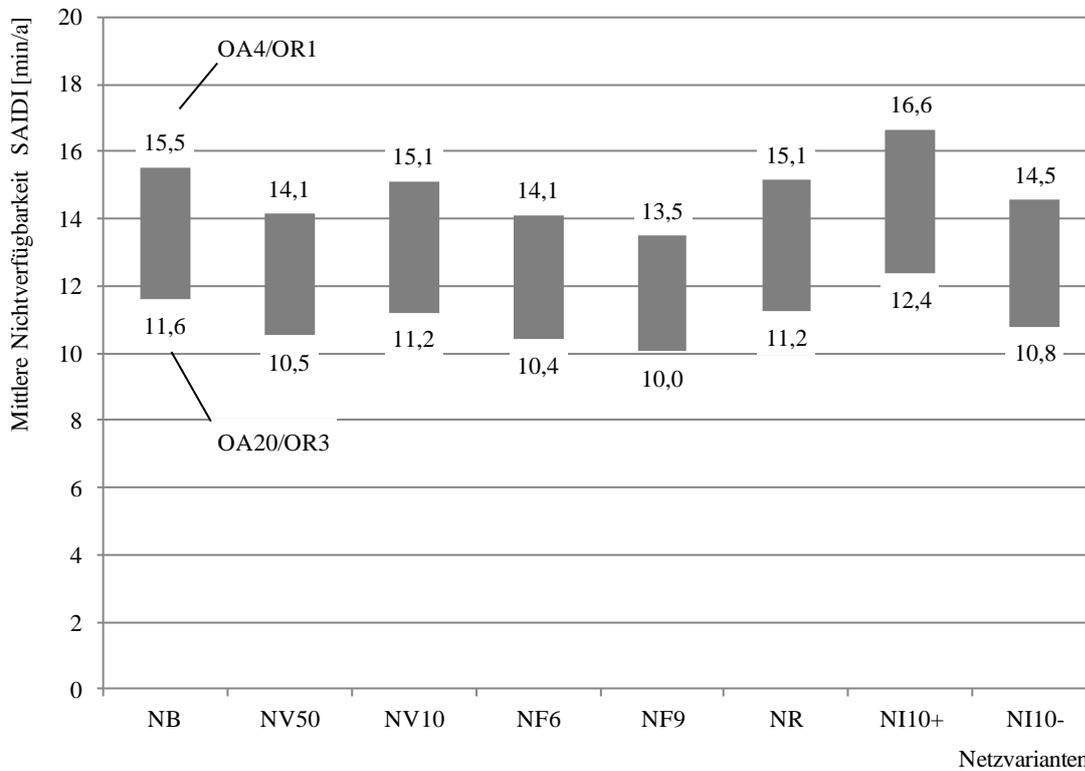
### 5.3.2.3 Kombination von Netz- und Netzbetriebsvarianten

Es zeigt sich, dass eine Verbesserung der mittleren Nichtverfügbarkeit auf der einen Seite durch eine Erhöhung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter (sowohl während der Rufbereitschaftszeit wie auch während der regulären Arbeitszeit) erreicht werden kann, auf der anderen Seite auch einzelne Netzvarianten diesen Effekt hervorrufen. Genauso können Netz- und Netzbetriebsvarianten zur Verschlechterung der mittleren Nichtverfügbarkeit führen.

Abbildung 5.11 zeigt dazu die Spanne der mittleren Nichtverfügbarkeit, die durch die Variation des Netzbetriebs (*OA4* bis *OA20* und *OR1* bis *OR3*) für jede Netzvariante möglich ist<sup>13</sup>. Die beste Versorgungszuverlässigkeit lässt sich erreichen, wenn 20

<sup>13</sup> Eine Übersicht aller Ergebnisse der mittleren Nichtverfügbarkeit der übergreifenden Optimierung findet sich in Abschnitt 10.6.

Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit und drei Rufbereitschaften bei gleichzeitiger Einführung von Fernsteuerungen in neun Schwerpunktstationen für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten eingesetzt werden. Die schlechteste Versorgungszuverlässigkeit entsteht, wenn die Anzahl der Betriebsmitarbeiter vermindert und Instandhaltungsintervalle verlängert werden.



**Abbildung 5.11: Spanne der mittleren Nichtverfügbarkeit jeder Netzvariante bei Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit und während der Rufbereitschaftszeit**

Die Versorgungszuverlässigkeit kann durch die Kombination von Netz- und Netzbetriebsvarianten im Bereich zwischen 10,0 min/a und 16,6 min/a gesteuert werden, sodass sich ein Hebel von insgesamt fast 45 % im Vergleich der Basisvariante OA12 bei einer Rufbereitschaft im Basisnetz ergibt:

$$\Delta SAIDI_{pos} = 1 - \frac{10,1}{14,9} = 1 - 0,677 = 0,323 \quad (4.14)$$

$$\Delta SAIDI_{neg} = 1 - \frac{16,7}{14,9} = 1 - 1,12 = -0,12 \quad (4.15)$$

Wie Abschnitt 2.4 gezeigt hat, gibt es jedoch kein vorgegebenes Qualitätsniveau, welches von Netzbetreibern anzustreben ist. Die Versorgungszuverlässigkeit ist durch die Einführung der Qualitätsregulierung vielmehr ein Instrument, mit dessen Hilfe die

Netzbetreiber Kostenoptimierungen ausführen sollen. Die jeweiligen Maßnahmen sind deshalb im Folgenden hinsichtlich ihrer Kostenauswirkungen zu analysieren.

### 5.3.3 Monetäre Bewertung

Die vorangestellten Betrachtungen zur Variation von Netz und Netzbetrieb haben sich auf das technische Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit bezogen. Zur weitergehenden Bewertung der Kombination von Varianten von Netz und Netzbetrieb ist es notwendig, auch kaufmännische Betrachtungen anzustellen. Dazu werden die einzelnen und kombinierten Varianten aus Netz und Netzbetrieb hinsichtlich der Grenzkosten dreier Kostenblöcke im Vergleich zur Basisvariante des Netzes *NB* in Verbindung mit den Netzbetriebsvarianten *ORI* (eine Rufbereitschaft) und *OA12* (zwölf Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit) analysiert. Vor dem Hintergrund, dass die Auswirkungen einzelner Maßnahmen bzw. der Kombination von Maßnahmen auf die Versorgungszuverlässigkeit mit Hilfe des vorgestellten Modells in sich geschlossen untersucht werden können, ist es nicht notwendig, eine Vollkostenrechnung durchzuführen. Es ist hingegen für die Variantenbewertung ausreichend, nur die Kostenveränderungen im Vergleich zu einer Basisvariante in den folgenden Kostenblöcken zu ermitteln und zu bewerten:

- *Veränderung von Investitions- und (geplanten) Betriebskosten:* Durch die Netzvarianten wird eine Veränderung der kalkulatorischen, annuitätischen Investitionskosten und der annuitätischen Betriebskosten im Vergleich zur Basisvariante hervorgerufen. Die den Berechnungen zugrundeliegenden Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Betriebsmittel sind in Abschnitt 10.7 aufgeführt. Es wird von einer technischen Nutzungsdauer der Betriebsmittel von 40 Jahren bei einem kalkulatorischen Zins von 7 % ausgegangen, sodass sich die in Tabelle 5.4 dargestellten Kostenveränderungen ergeben.

**Tabelle 5.4: Kostenveränderungen infolge der Netzvarianten**

Netzvariante	Veränderung annuitätischer Kosten [Tsd. EUR / a]	Veränderung Betriebskosten [Tsd. EUR / a]
<b>NB</b>	0	0
<b>NV50</b>	+ 211,6	- 58,9
<b>NV10</b>	+ 35,0	- 9,8
<b>NF6</b>	+ 8,9	+ 15,1
<b>NF9</b>	+ 12,2	+ 20,5
<b>NR</b>	0	- 57,6
<b>NI10+</b>	0	- 126,1
<b>NI10-</b>	0	126,1

- *Veränderung der Kosten für störungsbedingten Netzbetrieb:* Bei der Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter (*OAI* bis *OA20*) wird davon ausgegangen, dass

- Betriebsmitarbeitern innerhalb der Organisation des Netzbetreibers neue Aufgaben zugewiesen bekommen (bspw. ausschließliche Ausführung von planbaren Tätigkeiten), sofern sie nicht mehr für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten eingesetzt werden sollen. Vor diesem Hintergrund sind die Netzbetriebsvariante *OA1...OA20* als kostenneutral anzusehen. Eine Rufbereitschaft verursacht Kosten für den Netzbetreiber in Höhe von ca. 20 Tsd. EUR / a, sodass die Netzbetriebsvariante *OR2* erhöhte Betriebskosten von 20 Tsd. EUR / a und die Netzbetriebsvariante *OR3* erhöhte Betriebskosten von 40 Tsd. EUR / a verursacht.
- *Veränderung der Kosten aufgrund der Versorgungsqualität:* In der folgenden Betrachtung werden die von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Größen der Qualitäts-Erlös-Funktion zugrunde gelegt (bspw. die Anreizrate) und für den exemplarischen Netzbetreiber eine Referenzqualität mit  $SAIDI_{REF} = 14,78$  min/a angenommen, welche in der Basisvariante des Netzes bei einer Rufbereitschaft und zwölf Betriebsmitarbeitern während der regulären Arbeitszeit entspricht. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Veränderungen der Qualität der Versorgung aufgrund der vorgestellten Varianten von Netz und Netzbetrieb ausschließlich entlang des linearen Teils der Qualitäts-Erlös-Funktion stattfinden.

Abbildung 5.12 zeigt die Ergebnisse der vorgeschlagenen Grenzkostenbetrachtung für die untersuchten Netzvarianten in Verbindung mit den beschriebenen Netzbetriebsvarianten. Auf der Ordinate ist die Summe aus den veränderten Kosten und den veränderten Erlösen der einzelnen Maßnahmen aufgetragen. Die Abszisse beschreibt das SAIDI des Gesamtnetzes in min / a. Sofern die Summe der veränderten Kostenbestandteile einer Variante positiv ist, kann mit Ausführung der Variante ein zusätzlicher Erlös erwirtschaftet werden, sodass die Ausführung der Variante zu empfehlen ist.

Im Bereich der Netzbetriebsvarianten lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Zunächst einmal zeigt sich, dass die Erhöhung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter prinzipiell zu einer verbesserten Erlössituation führt (Bereich A in Abbildung 5.12). Voraussetzung ist stets, dass durch die Veränderung des Netzbetriebs keine maßgeblichen Kosten entstehen, d.h. keine zusätzlichen Betriebsmitarbeiter eingestellt werden.
- Ferner wird deutlich, dass die Erhöhung der Anzahl der Rufbereitschaften von eins auf zwei – unabhängig von der Netzvariante – einen positiven Beitrag zur Erlössituation leistet, da die Erhöhung der Kosten um 20 Tsd. EUR / a durch die zusätzlichen Erlöse aufgrund der verbesserten Versorgungszuverlässigkeit kompensiert werden (bspw. Bereich B in Abbildung 5.12). Durch die Einführung

einer dritten Rufbereitschaft kann dieser Effekt nicht mehr erzielt werden, sodass die Grenzerlöse wieder abnehmen.<sup>14</sup>

Im Bereich der Netzvarianten lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Maßgeblich positive Grenzerlöse werden durch die Verlängerung der Instandhaltungsintervalle um 10 % (*NI10+*) erreicht. Es kommt zu positiven Grenzerlösen, da die eingesparten Kosten (auf Netzseite) nicht durch verminderte Erlöse (auf Netzbetriebsseite bzw. durch die Qualitäts-Erlös-Funktion) überkompensiert werden.
- Der Rückbau von Querverbindungen im Mittelspannungsnetz (*NR*) führt ebenfalls unabhängig vom Netzbetrieb zu positiven Grenzerlösen, da sowohl Einsparungen im Bereich der Betriebskosten, wie auch eine leicht verbesserte Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden können.
- Erhöhte Kosten für die Verkabelung von Freileitungen – sei es zur Hälfte (*NV50*) oder um 10 % (*NV10*) – können nicht durch eine verbesserte Erlöslage infolge der Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit oder durch Veränderungen im Bereich des Netzbetriebs kompensiert werden.
- Die Verkürzung von Instandhaltungsintervallen (*NI10-*) führt zwar auf der einen Seite zur Verbesserung der Erlöse, die im Zusammenhang mit der verbesserten Versorgungszuverlässigkeit stehen, verursachen jedoch über Gebühr erhöhte geplante Betriebskosten, sodass die Maßnahme insgesamt zu negativen Grenzerlösen führt.
- Unter Berücksichtigung der beschriebenen Kostengrößen ist in diesem Netz die Einführung von Fernsteuerungen in wenigen ausgewählten Schwerpunktstationen des Mittelspannungsnetzes (*NF6*) ausschließlich in Verbindung mit zwei Rufbereitschaften zu empfehlen. Die zusätzlichen Erlöse aufgrund der Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit übersteigen hier die erhöhten Investitions- und Betriebskosten. Dies ist nicht der Fall, wenn drei Rufbereitschaften zur Verfügung stehen, da dann kein maßgeblicher positiver Effekt auf die Dauer von Versorgungsunterbrechungen durch die ferngesteuerten Schwerpunktstationen erreicht werden kann. Sofern weitere Schwerpunktstationen mit Fernbedienung ausgestattet werden (*NF9*), sind ebenfalls keine positiven Beiträge zu den Erlösen zu erzielen, sodass diese Maßnahme nicht zu empfehlen ist.

Es lässt sich also feststellen, dass moderate Investitionen in die Netze durch die Einführung von Fernsteuerung zu positiven Grenzerlösen in Verbindung mit einzelnen Netzbetriebsvarianten führen. Massive Investitionen in die Netze bspw. durch zusätzliche Verkabelung oder Verkürzung von Instandhaltungsintervallen sind hingegen nicht zu

---

<sup>14</sup> Ein Auszug aus Abbildung 5.12 zu dem Zusammenhang von Anzahl der Rufbereitschaften und Erlössituation findet sich in Abschnitt 10.7.

empfehlen. In dem untersuchten Netz haben sich eine Verlängerung der Instandhaltungsintervalle und die Verminderung der Netzbetriebsmittel in Kombination mit zwei Rufbereitschaften als kaufmännisch sinnvollste Maßnahmen herausgestellt.

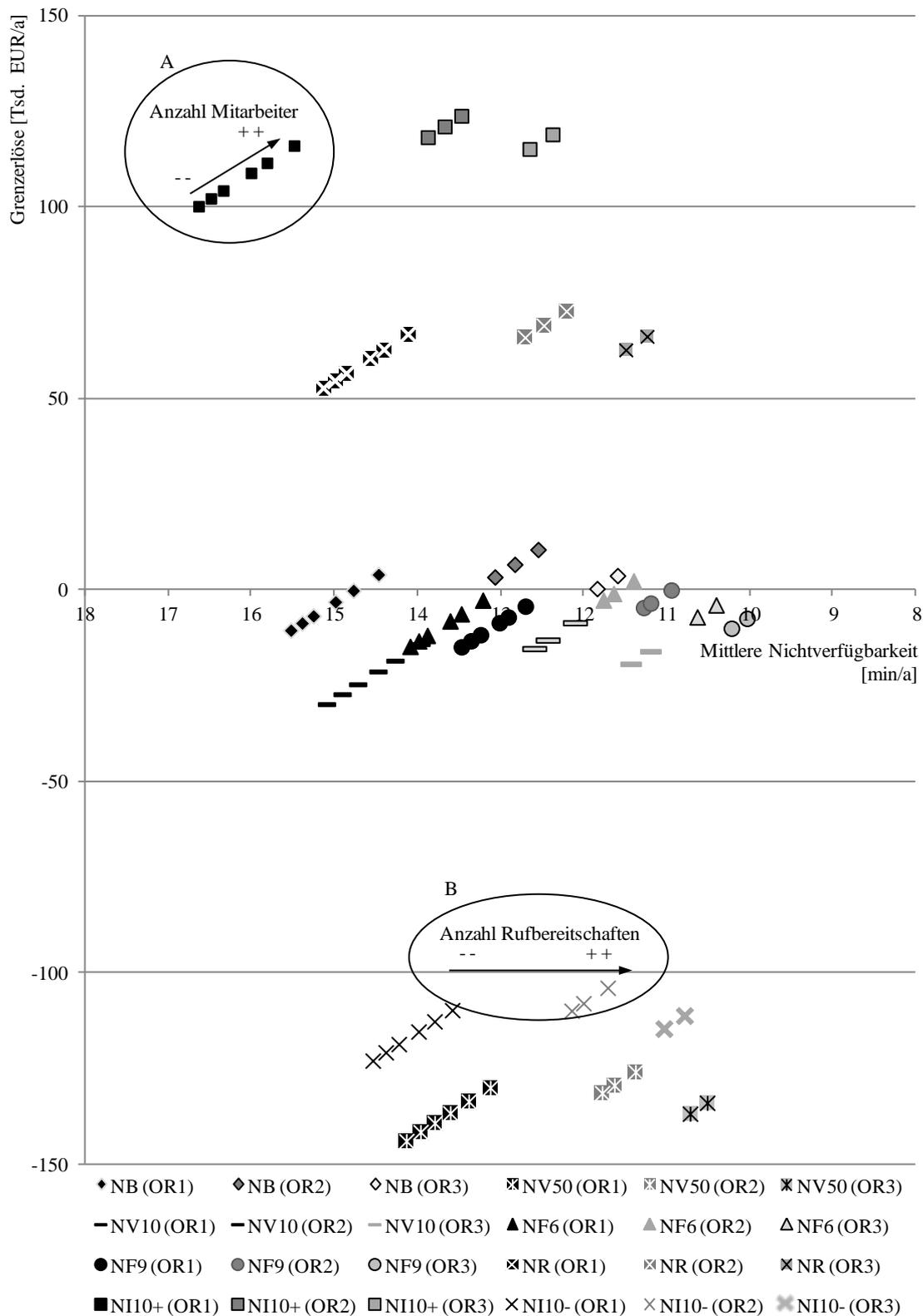
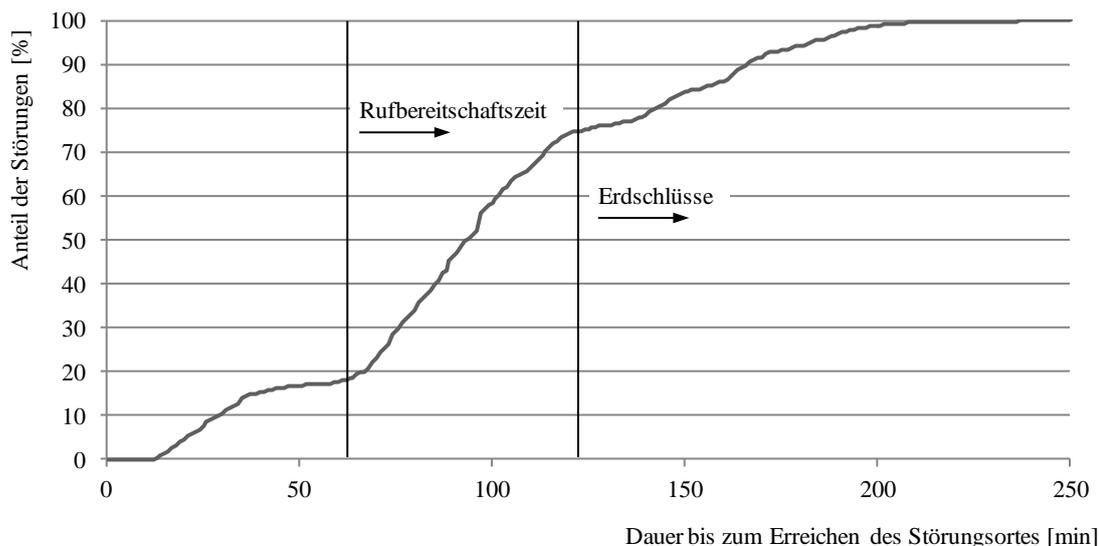


Abbildung 5.12: Grenzerlöse in Abhängigkeit von Netz- und Netzbetriebsvarianten

### 5.3.4 Organisationsgüte

Die vorgestellten Varianten mit positiven Grenzerlösen können nur dann tatsächlich umgesetzt werden, wenn die intern gesetzten Grenzwerte der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes eingehalten werden und die erreichte Organisationsgüte als adäquat angesehen wird. Abbildung 5.13 zeigt die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei zwölf Betriebsmitarbeitern (*OAI2*) während der regulären Arbeitszeit und einer Rufbereitschaft (*ORI*) in der Basisvariante des Netzes (Variante *NB*).



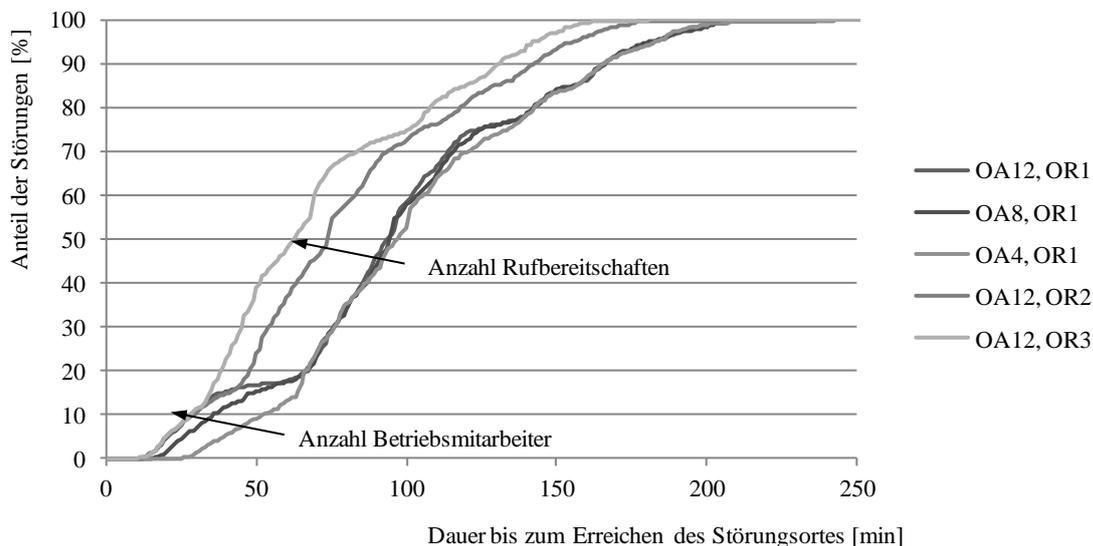
**Abbildung 5.13: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei der Netzbetriebsvariante OA12 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) im Basisnetz**

Deutlich zu erkennen sind hier zwei Brüche im Verlauf. Zunächst geht der Anstieg in ein Plateau über, welches ab etwa 70 Minuten wieder in eine Steigung übergeht. Schneller als in 70 Minuten werden innerhalb des betrachteten Netzes insbesondere Störungen, die während der regulären Arbeitszeit auftreten, erreicht. Durch die große Anzahl Betriebsmitarbeiter ist stets eine geringe mittlere Anreisedauer gewährleistet. Während der Rufbereitschaftszeit, wenn lediglich ein Betriebsmitarbeiter für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten zur Verfügung steht, ist mit einer entsprechend längeren Anreisedauer und damit dem verzögerten Beginn von Entstörungstätigkeiten zu rechnen. Der Einfluss der Anzahl Rufbereitschaften auf die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes ist folglich wesentlich größer als die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit.<sup>15</sup> Weiterhin ist ab etwa 120 Minuten ein abflachender Verlauf zu erkennen. Ab diesem Zeitpunkt werden Störungsorte von Erdschlüssen erreicht, bei denen vor der Abwehr von Gefahren zunächst das erdschlussbehaftete Betriebsmittel bestimmt

<sup>15</sup> Eine Darstellung der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes differenziert nach Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit findet sich in Abschnitt 10.8.

werden muss. Die Störungsorte werden so im Allgemeinen erst nach Ablauf einer gewissen Suchdauer erreicht.<sup>16</sup>

Wird nun die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit verändert, ist eine starke Beeinflussung der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes möglich. Abbildung 5.14 zeigt diesen Effekt für zwei und drei Rufbereitschaften (*OR2*, *OR3*).



**Abbildung 5.14: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei Variation der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit (*OR4*, *OR8*, *OR12*) und der Anzahl der Rufbereitschaften (*OR1*, *OR2*, *OR3*)**

Insgesamt kann der Erwartungswert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes durch eine zusätzliche Rufbereitschaft (*OA12*, *OR2*) um 18 % vermindert werden (von 98 auf 80 Minuten). Eine dritte Rufbereitschaft kann in diesem Fall den Erwartungswert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes um weitere 9,5 % auf 71 Minuten verbessern (vgl. Tabelle 5.5). Der 95-%-Wert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes vermindert sich ebenfalls stark mit erhöhter Anzahl Rufbereitschaften, da bei Mehrfachausfällen die Anfahrt nur noch in seltenen Fällen (Dimension 3 und höher) aufgeschoben werden müssen. Vielmehr kann in der Vielzahl der Ausfallkombinationen direkt nach Störungseintritt der Störungsort von einem Betriebsmitarbeiter angefahren werden.

Die Verminderung der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit von zwölf auf acht und vier Betriebsmitarbeiter hat einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes, da dadurch lediglich ein Anteil von etwa 20 % aller Störungen beeinflusst werden kann. Der Erwartungswert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes verschlechtert sich durch Verminderung der

<sup>16</sup> Eine Darstellung der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes nach Ausfallmodellen findet sich in Abschnitt 10.8.

Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit lediglich um 2 % (OA8) bzw. 5 % (OA4) im Vergleich zur Basisvariante (OA12).

**Tabelle 5.5: Erwartungswerte und 95%-Werte der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes**

Variante	Erwartungswert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes [min]	95%-Wert der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes [min]
OA12, OR1	98	183
OA4, OR1	103	183
OA8, OR1	100	181
OA12, OR2	80	156
OA12, OR3	71	142

Die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes wird durch Einführung einer der in Abschnitt 5.3.1 vorgestellten Netzvarianten kaum beeinflusst. Die Reisezeiten der Betriebsmitarbeiter sind auch bei verändertem Betriebsmittelbestand konstant, sodass die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes weder verbessert noch verschlechtert wird<sup>17</sup>.

## 5.4 Weitergehende Betrachtungen

### 5.4.1 Variation der Zuständigkeitsbereiche

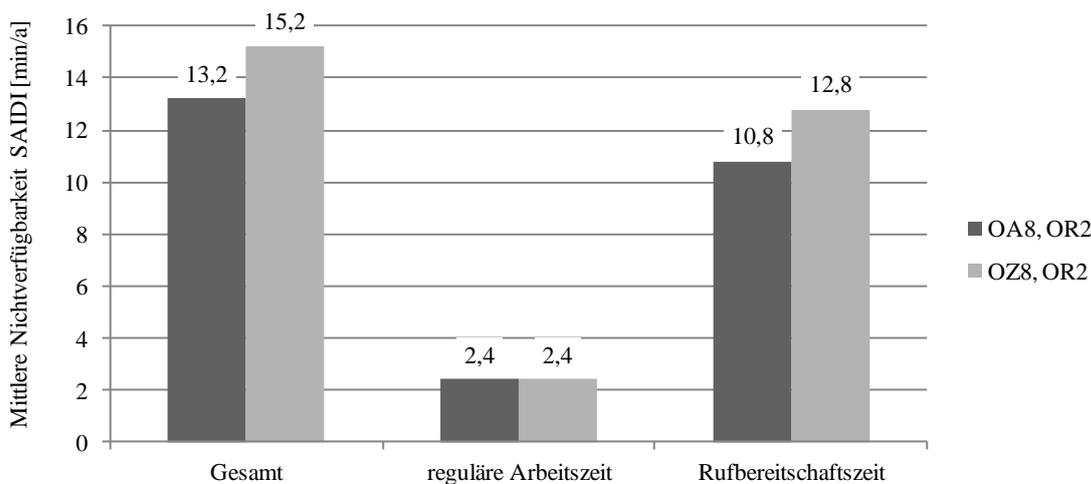
Das vorgestellte Modell bietet über die ganzheitliche Optimierung von Netz und Netzbetrieb unter Berücksichtigung der vorgestellten Varianten hinaus weitere Möglichkeiten zur Bewertung des Netzbetriebs.

Die Netzbetriebsvariante *OZ8* beschreibt die Aufteilung des Netzgebietes in zwei Zuständigkeitsbereiche in denen jeweils vier Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit für die Ausführung von Entstörungstätigkeiten eingesetzt werden. Die Zuständigkeitsbereiche orientieren sich an den einzelnen Umspannungswerkgrenzen entsprechend Abbildung 5.1, der Zuständigkeitsbereich 1 umfasst die aus den Umspannwerken A und B versorgten Mittelspannungsnetze sowie das Mittelspannungsnetz im den Norden des Umspannwerks C, der Zuständigkeitsbereich 2 umfasst das aus dem Umspannwerk D versorgte Mittelspannungsnetz und das Mittelspannungsnetz im Süden des Umspannwerks C. In jedem Zuständigkeitsbereich gibt es eine Rufbereitschaft (Netzbetriebsvariante *OR2*).

Im untersuchten Netzgebiet führt die Bildung von Zuständigkeitsbereichen dazu, dass sich die Versorgungszuverlässigkeit insgesamt um etwa 16 % verschlechtert, was insbesondere auf den Umstand zurückzuführen ist, dass sowohl während der regulären Arbeitszeit, wie

<sup>17</sup> Eine Darstellung der Verteilungsfunktionen der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes der vorgestellten Netzvarianten findet sich in Abschnitt 10.8.

auch während der Rufbereitschaftszeit Betriebsmitarbeiter nicht in die Ausführung von Entstörungstätigkeiten einbezogen werden, obwohl dies aufgrund der Vielzahl der auszuführenden Tätigkeiten sinnvoll wäre oder aber günstig positionierte Betriebsmitarbeiter nicht zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten ausgewählt werden, da diese nicht in ihren Zuständigkeitsbereich fallen. Insbesondere jedoch führt die Bildung von zwei Zuständigkeitsbereichen mit jeweils einer Rufbereitschaft dazu, dass jeweils nur ein Betriebsmitarbeiter an der Ausführung von Entstörungstätigkeiten teilnehmen kann und sich die Dauer bis zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten maßgeblich verlängert (Abbildung 5.15).

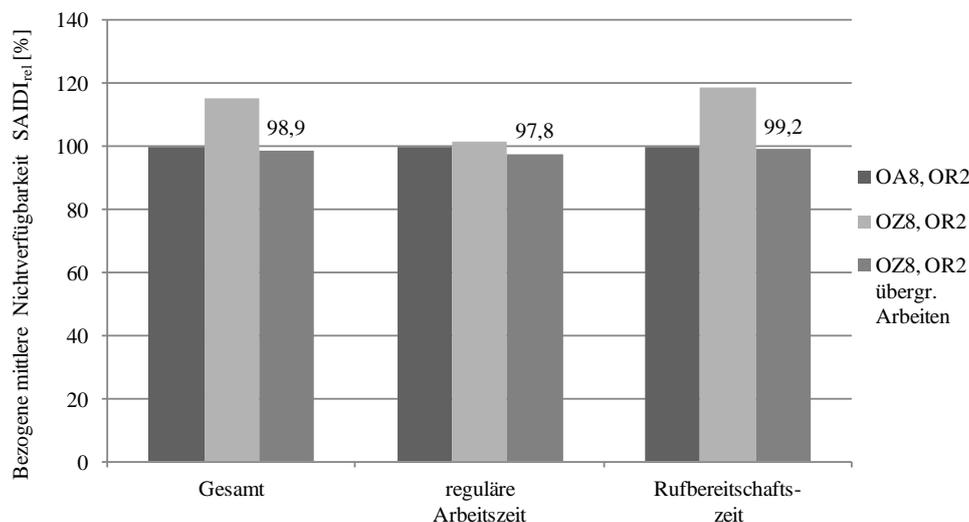


**Abbildung 5.15: Mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes bei Einführung von Zuständigkeitsbereichen differenziert nach der Arbeitszeit**

Wird nun bei Vorliegen von mehreren Zuständigkeitsbereichen das so genannte übergreifende Arbeiten zugelassen, bei dem Betriebsmitarbeiter auch bei der Ausführung von Entstörungstätigkeiten in benachbarten Zuständigkeitsbereichen mitwirken können, kann wiederum eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden. Abbildung 5.16 zeigt dazu die mittlere Nichtverfügbarkeit bezogen auf die mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes (*NB*) in Verbindung mit acht Betriebsmitarbeitern (*OA8*) und zwei Rufbereitschaften (*OR2*).

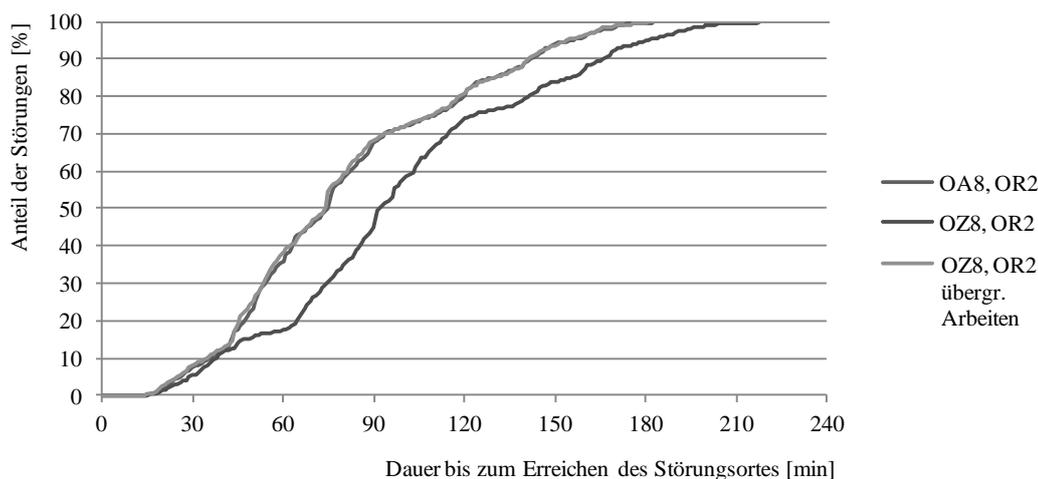
Es wird deutlich, dass durch übergreifendes Arbeiten sogar eine Verbesserung der mittleren Nichtverfügbarkeit über das Ursprungsmaß hinaus sowohl während der regulären Arbeitszeit, wie auch während der Rufbereitschaftszeit erreicht werden kann. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit und (bei zufälliger Bestimmung der Wohnorte im Zuständigkeitsbereich) auch während der Rufbereitschaftszeit aufgrund der Festlegung von Zuständigkeitsbereichen homogener im gesamten Netzgebiet verteilt sind. Betriebsmitarbeiter aus dem Zuständigkeitsbereich 1 sind stets in den aus den Umspannwerken A und B versorgten Mittelspannungsnetzen sowie dem Mittelspannungsnetz im Norden des Umspannwerks C in planbaren Tätigkeiten gebunden, während die Betriebsmitarbeiter des

Zuständigkeitsbereichs 2 stets planbare Tätigkeiten in dem Mittelspannungsnetz des Umspannwerks D und des Südens des Umspannwerks C ausführen.



**Abbildung 5.16: Bezogene mittlere Nichtverfügbarkeit der Basisvariante des Netzes bei Einführung von Zuständigkeitsbereichen und übergreifendem Arbeiten**

Dies wird ebenfalls beim Blick auf die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes deutlich (Abbildung 5.17). Durch Aufteilung des Netzgebietes in mehrere Zuständigkeitsbereiche verschlechtert sich die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes grundsätzlich leicht. Diese Verschlechterung kann jedoch durch Einführung des übergreifenden Arbeitens kompensiert und – im Vergleich zur Ursprungsvariante – zum Teil sogar verbessert werden. Der 95%-Wert verbessert sich bei übergreifendem Arbeiten von 156 Minuten auf 155 Minuten.



**Abbildung 5.17: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei Einführung mehrerer Zuständigkeitsbereiche und übergreifendem Arbeiten**

## 5.4.2 Einführung von Qualifikationen

In den bisherigen Betrachtungen wurde stets davon ausgegangen, dass sämtliche Betriebsmitarbeiter für die Ausführung von Reparaturen – unabhängig von Ausfallmodell und betroffenem Betriebsmittel – herangezogen werden können. Abschnitt 4.5.2.2 beschreibt dazu unter anderem, dass Netzbetreiber jedoch häufig Betriebsmitarbeiter für spezielle Reparaturtätigkeiten schulen und so Spezialisten zur Ausführung von komplexen Reparaturen innerhalb des Netzbetriebs zur Verfügung stehen.

In diesem Abschnitt wird nun beschrieben, wie sich die Ergebniskenngrößen verändern, wenn einzelne Betriebsmitarbeiter für die Reparatur von Freileitungen und Kabeln, weitere für Sammelschienen, Transformatoren und Leistungsschalter und eine dritte Gruppe für Schutzfehler zuständig ist (vgl. Tabelle 5.6). Sämtliche Betriebsmitarbeiter dürfen Freischaltungen, Schalthandlungen und Analysen vor Ort ausführen und nehmen an der Rufbereitschaft wechselseitig teil.

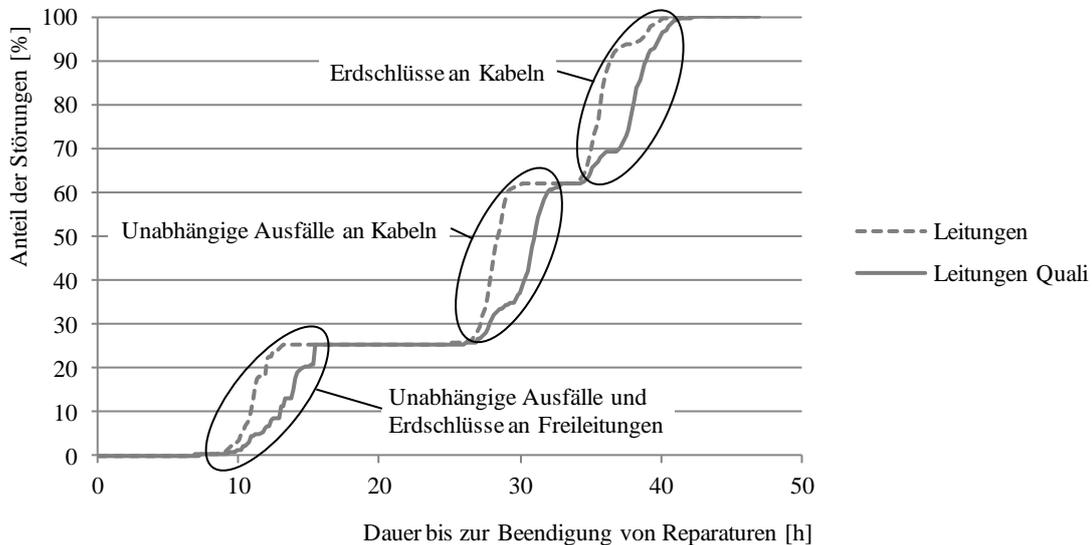
**Tabelle 5.6: Qualifikationsgruppen und korrespondierende Zuständigkeiten**

Qualifikationsgruppe	Anzahl BMA	Zu reparierende Betriebsmittel	Korrespondierende Ausfallmodelle
1	4	Freileitungen / Kabel Ortsnetzstationen / Sammelschienen	Unabhängiger Ausfall Erdschluss Mehrfacherdschluss
2	2	Transformatoren	Unabhängiger Ausfall Erdschluss Mehrfacherdschluss
		Leistungsschalter	Leistungsschalterversager
3	2	Schutzgeräte	Schutzversager

Wenn nur ausgewählte Gruppen der Betriebsmitarbeiter an der Reparatur einzelner Betriebsmittelfehler mitwirken können, kommt es zu längeren Verzögerungen, bis dass Betriebsmitarbeiter mit der richtigen Qualifikation nach Ausführung einer Analyse vor Ort sind. Dies zeigt sich deutlich bei einem Vergleich mit der Netzbetriebsvarianten *OA8* mit einer Rufbereitschaft *ORI* ohne Einführung von Qualifikationen. Die mittlere Nichtverfügbarkeit steigt geringfügig um 5 % von vormals 15,1 min/a auf 15,8 min/a.

Abbildung 5.18 zeigt dazu die Verteilungsfunktion der Dauer bis zur Beendigung von Reparaturen für Freileitungen und Kabel, bei denen die Reparaturen entsprechend Tabelle 5.6 bei Einführung von Qualifikationen lediglich von den vier entsprechend spezialisierten Betriebsmitarbeitern ausgeführt werden können. Die Dauer bis zur Beendigung von Reparaturen ist während der regulären Arbeitszeit und der Rufbereitschaftszeit sowohl für Freileitungen wie auch für Kabel unabhängig vom Ausfallmodell verzögert. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass nicht immer auch der Betriebsmitarbeiter vor Ort ist, der auch die notwendige Spezialisierung zur Ausführung der Reparatur besitzt, sodass sich im Gegensatz zur Netzbetriebsvariante ohne Einführung von Qualifikationen

Verzögerungen bis zum Beginn der Reparatur ergeben. Insbesondere während der Rufbereitschaft kann es dazu kommen, dass spezialisierte Betriebsmitarbeiter nicht im Dienst sind und deshalb Reparaturen erst mit Beginn der regulären Arbeitszeit begonnen werden.



**Abbildung 5.18: Verteilungsfunktionen der Dauer bis zur Beendigung von Reparaturen für die Netzbetriebsvariante OA8 mit einer Rufbereitschaft (OR1) mit und ohne Einführung von Qualifikationsgruppen**

Da alle Betriebsmitarbeiter weiterhin an der Ausführung von Freischaltungen und Schalthandlungen und damit an der Ausführung der ersten Entstörungstätigkeiten mitwirken, verändert sich die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes und damit die relevante Organisationsgüte zur Bewertung der Verkehrssicherungspflicht eines Netzbetreibers nicht<sup>18</sup>.

### 5.4.3 Zuordnung fester Verantwortlichkeiten im Entstörungsprozess

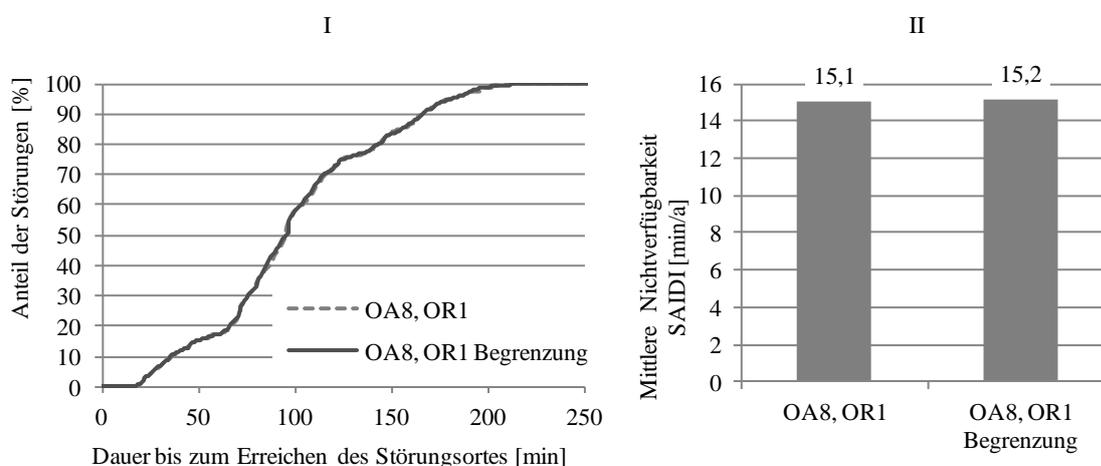
Entsprechend der individuellen Unternehmensphilosophie sind Netzbetreiber zum Teil bestrebt, dass nur ein Betriebsmitarbeiter an der Ausführung von Entstörungstätigkeiten eines Störungsablaufs arbeitet. Das bedeutet, dass sowohl Freischaltungen und Schalthandlungen, wie auch Analysen vor Ort und Reparaturen von einem Betriebsmitarbeiter (oder unter seiner Aufsicht) ausgeführt werden. Dadurch werden eindeutige Verantwortlichkeiten geschaffen und über den Ablauf einer Störung beibehalten.

<sup>18</sup> Eine Darstellung der Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes und der Dauer bis zur Beendigung von Reparaturen, differenziert zwischen regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit bei Einführung von Qualifikationsgruppen, findet sich in Abschnitt 10.9.

Abbildung 5.19 (Teilabbildung I) zeigt anhand der Netzbetriebsvariante *OA8* bei einer Rufbereitschaft (*OR1*) im Basisnetz *NB*, dass sich die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes in den beiden Varianten nicht signifikant unterscheidet. Unabhängig davon, wie viele Betriebsmitarbeiter an der Ausführung der Entstörungstätigkeiten mitwirken, steht zu Beginn des Einsatzes stets zunächst die Gefahrenabwehr vor Ort an. Erst anschließend können weitere Schalthandlungen und Reparaturen ausgeführt werden.

Keine signifikanten Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit (Abbildung 5.19 (Teilabbildung II)) ergeben sich, sofern nur ein Betriebsmitarbeiter alle Entstörungstätigkeiten ausführt. Bei Verdeutlichung der prozessualen Unterschiede lässt sich dieser geringe Unterschied erklären.

In dem Fall, wenn ein einzelner Betriebsmitarbeiter für alle Entstörungstätigkeiten zuständig ist (*OA8, OR1 Begrenzung* in Abbildung 5.19), befindet sich dieser nach der ersten Anreise in direkter Umgebung aller im Anschluss auszuführenden Entstörungstätigkeiten. Es sind nur kurze Reisewege zur Ausführung weiterer Entstörungstätigkeiten (weitere Freischaltungen und Schalthandlungen) zurückzulegen. Nur unwesentlich schneller kann dieser Prozess mit mehreren Betriebsmitarbeitern abgearbeitet werden, wenn nur kurze Distanzen zwischen den Orten von Freischaltungen und Schalthandlungen zurückgelegt werden müssen.



**Abbildung 5.19: Verteilungsfunktionen der Dauer bis Erreichen des Störungsortes (Teilabbildung I) und mittlere Nichtverfügbarkeit (Teilabbildung II) für die Netzbetriebsvariante *OA8* mit einer Rufbereitschaft (*OR1*) mit und ohne Begrenzung der Anzahl Betriebsmitarbeiter**

## 5.5 Ableitung grundsätzlicher Zusammenhänge zwischen Netz und Netzbetrieb

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse aus der zuvor beschriebenen exemplarischen Untersuchung von Netz und Netzbetrieb zusammengefasst und grundsätzliche Zusammenhänge abgeleitet.

- Die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit wird insbesondere durch Umfang und Komplexität planbarer Tätigkeiten bestimmt. Die Ausführung von Entstörungstätigkeiten ist somit lediglich eine Teilaufgabe für die im Regelfall eine ausreichende Anzahl an Betriebsmitarbeiter zur Verfügung steht. Der Einfluss der Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit und Organisationsgüte ist somit als wenig signifikant einzustufen.
- Die Anzahl der Betriebsmitarbeiter während der Rufbereitschaftszeit orientiert sich im Allgemeinen an dem zu erwartenden Störungsaufkommen und der Größe des Netzgebietes. Ein großes Angebot an Betriebsmitarbeitern während der Rufbereitschaftszeit führt prinzipiell zwar zu einer maßgeblichen Verbesserung von Versorgungszuverlässigkeit und Organisationsgüte, die entstehenden Kosten können jedoch nicht unbedingt durch zusätzliche Erlöse aufgrund der verbesserten Versorgungszuverlässigkeit kompensiert werden.
- Die Güte einer Organisation (gemessen durch die Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes) kann nicht maßgeblich durch Veränderungen im Netz beeinflusst werden.
- Maßnahmen zur Verkabelung von Freileitungen verursachen Kosten, die nicht durch verbesserte Versorgungszuverlässigkeit und verminderte Betriebskosten kompensiert werden können. Eine Verminderung der Anzahl Rufbereitschaften ist im Allgemeinen dadurch nicht möglich.
- Die gezielte Verminderung der Ausfallhäufigkeit durch Verkürzung von Instandhaltungsintervallen verbessert zwar die Versorgungszuverlässigkeit, führt jedoch unabhängig von dem störungsbedingten Netzbetrieb nicht zu einer verbesserten Erlössituation.
- Die gezielte Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit (bspw. aufgrund des Rückbaus von Betriebsmitteln oder die Verlängerung von Instandhaltungsintervallen) führt nicht zwingendermaßen auch zu einer Verschlechterung der Erlössituation, da die resultierenden Abschläge auf die zulässigen Erlöse durch maßgeblich verminderte Kosten aufgewogen werden können.
- Die Einführung von Fernsteuerungen im Mittelspannungsnetz ist sorgfältig unter Berücksichtigung der gegebenen Betriebsstruktur abzuwägen, da sowohl

Fernsteuerung wie auch Anzahl der Betriebsmitarbeiter jeweils positiv auf die Dauer bis zur Ausführung von Entstörungstätigkeiten wirken.

## 5.6 Unschärfen des Verfahrens

Das vorgestellte Verfahren der übergreifenden Simulation von Netz und Netzbetrieb ist problemlos auf die üblichen Netzstrukturen und Netzbetriebsvarianten, wie sie in typischen Verteilungsnetzen vorliegen, übertragbar.

Prinzipiell lassen sich jedoch einige Unschärfen formulieren, die dem Verfahren innewohnen.

Die analytische Zuverlässigkeitsberechnung – als prozessual führendem Verfahren des in dieser Arbeit vorgestellten Gesamtmodells – kann insbesondere herangezogen werden, um Netze mit einer Spannung oberhalb der Niederspannungsebene nachzubilden, da eine detaillierte Nachbildung sämtlicher Niederspannungsnetzstrukturen eines Verteilungsnetzbetreibers an den damit im Zusammenhang stehenden Quantitäten scheitert. Betriebsmittelausfälle in nicht nachgebildeten Niederspannungsnetzen können über die Anpassung der Häufigkeiten von Betriebsmittelausfällen in den Komponenten der überlagerten Spannungsebene nachgebildet werden.

Das in dieser Arbeit verwendete analytische Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung beschreibt in der vorgestellten Form insbesondere das so genannte „Störungsrauschen“, welches weder von tageszeitlichen noch saisonalen Störungshäufungen ausgeht [14]. Aus mehreren Gründen ist die Anwendung des analytischen Verfahrens der Zuverlässigkeitsberechnung bei einer übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb jedoch dennoch zulässig:

- Im Falle von Großstörungsereignissen greifen die regulären Strukturen des Netzbetriebs nicht mehr. Dann tritt eine Krisenorganisation in Kraft, die nicht mehr die Wiederherstellung des ursprünglichen Netzzustandes, sondern die schnellstmögliche Wiederversorgung eines Großteils der Kunden zum Ziel hat. Bei der Abarbeitung der Vielzahl an Arbeitsaufträgen werden darüber hinaus neben dem eigenen Personal auch Mitarbeiter von Drittfirmen in die Störungsbearbeitung einbezogen.
- Ereignisse höherer Gewalt (Großstörungsereignisse, bspw. Orkane) werden regulatorisch nicht in der Qualitätsregulierung erfasst [7]. Sie werden nicht in die Ermittlung der mittleren Nichtverfügbarkeit von Netzbetreibern (welche nach Kapitel 2 erlöswirksam ist) einbezogen.

Dem vorgestellten Verfahren der übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb wohnt inne, dass über manuell vorgegebene Eingangsdaten für jede Ausfallkombination

eine entsprechende Wiederversorgungsstrategie ermittelt wird (vgl. Abschnitt 4.4.2). Sie basiert dabei auf statistischen Werten, welche durch das Modell auf unterschiedliche Weisen präzisiert werden:

- Mit Hilfe von Schätzwerten der Erwartungswerte der Ausführungszeitpunkte von Freischaltungen und Schalthandlungen an Betriebsmitteln und offen betriebenen Trennstellen werden statische Störungsabläufe bestimmt. Das Modell sieht vor, dass die entsprechenden Tätigkeiten sukzessive – entsprechend der Vorgabe der Schätzwerte der Erwartungswerte der Ausführungszeitpunkte – abgearbeitet werden. Diese Werte werden in der praxisnahen Zuverlässigkeitsanalyse im Allgemeinen durch Befragungen und auf Basis historischer Störungsdaten ermittelt. Zumeist wird ein einheitlicher Wert für alle Schalthandlungen angegeben.

Die Ermittlung der Ausführungszeitpunkte von Freischaltungen und Schalthandlungen mit Hilfe der Betriebssimulation löst die tatsächlichen heuristisch ermittelten Eingangs(-schätz-)werte der Ausführungszeitpunkte der Freischaltungen und Schalthandlungen von den tatsächlich berechneten los. Die Betriebssimulation bestimmt tatsächliche von Organisation und Geographie abhängige Erwartungswerte für die Ausführungszeitpunkte von Entstörungstätigkeiten innerhalb des Störungsablaufs.

Die Abbildungen 5.2 bis 5.4 machen anhand der Störungsabläufe typischer Mittelspannungsstörungen deutlich, dass in Mittelspannungsnetzen der Großteil der unterbrochenen Leistung durch die Ausführung von Schalthandlungen wiederversorgt wird. Dieser Anteil der Störungsabläufe wird durch das vorgestellte Verfahren der übergreifenden Simulation von Netz und Netzbetrieb maßgeblich präzisiert.

- Der Erwartungswert der Aus-Dauer der in den Ausfallkombinationen betrachteten Betriebsmittel wird von dem Modell für die Bestimmung der zu erwartenden Reparaturdauer genutzt (vgl. Abschnitt 4.4.3.3). Es erfolgt die Simulation der Reisezeiten von Betriebsmitarbeitern, sodass abgeleitet werden kann, wann exakt Reparaturen in Abhängigkeit von Organisation und Geographie beginnen können. Die Dauer der Reparatur selbst wird durch das Modell nicht beeinflusst, sodass die Unschärfe des Erwartungswertes der Reparaturdauer (abgeleitet aus dem Erwartungswert der Aus-Dauer des Betriebsmittels) auch in den organisationsabhängigen Störungsabläufen und damit in den kundenbezogenen und mittleren Zuverlässigkeitskenngrößen verbleibt.

Typische Mittelspannungsstörungen (Abbildungen 5.2 bis 5.4) zeigen jedoch, dass durch die üblicherweise im Netz vorhandene Umschaltreserve nur einzelne im Stich angebundene Lasten erst nach Ablauf der Reparaturdauer wiederversorgt werden. Die beschriebene Unschärfe des Erwartungswertes der Reparaturdauer kann folglich nur auf den Anteil der unterbrochenen Leistung bezogen werden, der nicht durch vergleichsweise schnelle Freischaltungen und Schalthandlungen

wiederversorgt werden kann. Ihr Einfluss auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit ist deshalb wesentlich geringer als eine Unschärfe im Bereich der Ausführungszeitpunkte von Freischaltungen und Schalthandlungen.

Das Verfahren der Betriebssimulation bestimmt wiederholt die exakten Ausführungszeitpunkte auf Basis einer zufälligen Verteilung der Betriebsmitarbeiter während der regulären Arbeitszeit und einer zufälligen Auswahl der an Rufbereitschaft teilnehmenden Betriebsmitarbeiter. Erst nach mehrmaliger Simulation der organisationsabhängigen Störungsabläufe ist sichergestellt, dass stabile mittlere Erwartungswerte für die organisationsabhängigen Ausführungszeitpunkte von Entstörungstätigkeiten ermittelt werden können (vgl. auch [10, 87]).

Die Nachbildung der Verkehrsinfrastruktur innerhalb der Betriebssimulation kann die in dem Modell hinterlegten Reisezeiten der Betriebsmitarbeiter zwischen den geographischen Knoten von Entstörungstätigkeiten verfälschen. Dies tritt insbesondere dann auf, wenn einzelne Betriebsmittel geographisch in konzentrierten Knoten zusammengefasst werden und die Reisezeiten zwischen Betriebsmitteln in einem Knoten nicht exakt ermittelbar sind. Dementsprechend ist eine ausreichende Granularität des Knoten-Kanten-Modells vorzusehen, bspw. wie in dieser Arbeit vorgestellt anhand der untersuchten Mittelspannungsnetzstruktur.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Einführung der Anreizregulierung in Deutschland wurden von der Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen für Netzbetreiber vorgegeben und dadurch die zulässigen Erlöse in weiten Teilen von den tatsächlichen Kosten gelöst. So konnten vermehrte Anreize gesetzt werden, Kostensenkungen und damit Effizienzsteigerungen auf Seiten der Netzbetreiber zu realisieren. Vor dem Hintergrund, dass die Netzbetreiber weiterhin den Renditeanforderungen ihrer Anteilseigner entsprechen müssen, werden Kostenoptimierungen sowohl im Bereich der Netze wie auch im Bereich des Netzbetriebs durchgeführt. Dadurch kann es zu einer Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit kommen, sodass die Kunden häufigere und im Mittel längere Versorgungsunterbrechungen und dadurch betriebswirtschaftliche Nachteile erfahren könnten. Diese wirken sich – sofern von Seiten der Regulierungsbehörden nicht eingegriffen wird – aber nicht negativ auf die Erlössituation der Netzbetreiber aus.

Um dem entgegenzuwirken haben viele Regulierungsbehörden in Europa Modelle eingeführt, die die Versorgungszuverlässigkeit in interne, monetäre Größen der Netzbetreiber überführen. In Deutschland wurde zu diesem Zweck 2012 die Qualitätsregulierung eingeführt. Netzbetreiber müssen nun, um eine umfassende Kostenbewertung zu erhalten, die Versorgungszuverlässigkeit bei der Planung von Investitionen, Instandhaltungen und der Strukturierung des Netzbetriebs berücksichtigen.

In dieser Arbeit wurde zum ersten Mal ein Gesamtmodell vorgestellt, welches sowohl Netz als auch Netzbetrieb und damit die Einflussgrößen der Netzbetreiber auf die Versorgungszuverlässigkeit umfassend nachbildet und Optimierungsmaßnahmen auf ihre Wirkung hin überprüft.

Zur Nachbildung des Netzes ist ein Störungsmodell implementiert, welches die vollständige Beschreibung der Betriebsmittel und Netzstrukturen ermöglicht. Unter Verwendung verschiedener Ausfall- und Wiederversorgungsmodelle wird eine analytische Zuverlässigkeitsberechnung ausgeführt, aus der sich der Bedarf an Betriebsmitarbeitern ableiten lässt. Mit Hilfe dieses Teilmodells können nicht nur der Einfluss der Netzstruktur und der Auslegung des Netzes (bspw. Betriebsmitteltechnologie, Schutzbereiche, Fernbedienung von Schalteinrichtungen) auf die Versorgungszuverlässigkeit untersucht werden, sondern ebenfalls Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien von Netzbetreibern simuliert werden.

Die Nachbildung des Netzbetriebs erfolgt innerhalb des Gesamtmodells in der Betriebssimulation. Sie beschreibt sowohl die Anzahl und die Spezialisierung von Betriebsmitarbeitern als auch Zuständigkeitsbereiche. Weiterhin können

unternehmensindividuelle Einsatzstrategien für Betriebsmitarbeiter beschrieben werden. Im Rechenkern der Betriebssimulation wird durch die Nachbildung der betrieblichen Entscheidungsprozesse der Bedarf an Betriebsmitarbeitern von dem entsprechenden, zeitabhängigen Dargebot an Betriebsmitarbeitern gedeckt.

Die in dieser Arbeit vorgestellte gemeinsame Nachbildung von Netz und Netzbetrieb stellt eine wichtige Ergänzung sowohl der bekannten Modelle der Zuverlässigkeitsberechnung wie auch der Modelle der Betriebssimulation dar. Es kann nun auf die pauschale Nachbildung der Verfügbarkeit von Betriebsmitarbeitern in der Zuverlässigkeitsberechnung einerseits und des Störungsgeschehens in der Betriebssimulation andererseits verzichtet werden, sodass wesentlich detailliertere Störungsabläufe entstehen, die sowohl von Netz wie auch von Netzbetrieb abhängen.

Der entscheidende Beitrag der Arbeit ist jedoch, dass erstmals übergreifende Analysen von Netz und Netzbetrieb möglich werden. Vor dem Hintergrund, dass sich die Kosten von Netzbetreibern aus Netz- und Netzbetriebskosten sowie Kosten infolge von Versorgungsunterbrechungen zusammensetzen, können nun erstmals alle Einflussgrößen auf die störungsbedingten Kosten gemeinsam untersucht werden. Mit dem Modell kann durch Substitution von Netz durch Netzbetrieb bzw. umgekehrt das Gesamtkostenoptimum von Netzbetreibern bestimmt werden, sodass langfristige Strategien für die Entwicklung von Netz und Netzbetrieb, aber auch der Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit, entwickelt werden können. Durch die Einführung von Organisationskenngrößen wird verhindert, dass ein Gesamtkostenoptimum zulasten von Teilaspekten des Netzbetriebs (bspw. der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes) angestrebt wird.

In exemplarischen Untersuchungen werden zunächst prinzipielle Zusammenhänge von Netz und Netzbetrieb sowie die Mehrwerte des Modells gegenüber anderen Modellen nachgewiesen. Es wird deutlich, dass mit diesem Modell ein wesentlicher Beitrag zur Präzisierung der Ergebniskenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit und Organisationsgüte geleistet werden konnte.

Mit Hilfe der konkreten Anwendung des Gesamtmodells in einer übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb kann dargestellt werden, dass der Einfluss der Betriebsorganisation auf die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit und Organisationsgüte insbesondere während der Rufbereitschaftszeit signifikant ist. Die kostenminimale Optimierung des Netzes kann hier insbesondere durch die Einführung von Fernsteuerungen erreicht werden. Durch Kombination von Veränderungen von Netz und Netzbetrieb wird das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit signifikant angepasst und die entsprechenden Auswirkungen auf die Erlössituation eines Netzbetreibers gezeigt.

Der Einsatz des Gesamtmodells zeigt die praxisgerechte Anwendbarkeit und die Relevanz der Ergebnisse bei der kombinierten Dimensionierung von Netz und

Netzbetrieb in einem Regulierungsumfeld, das vorausschauende Veränderungen auf Seiten der Netzbetreiber erforderlich macht.

Die vorgestellte Arbeit legt darüber hinaus die Grundlage für die weitergehende Detaillierung der Abbildung von Netz und Netzbetrieb, die aus den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze erwachsen.

Die Betriebsmittel in den historisch gewachsenen Energieversorgungsnetzen erreichen zunehmend das Ende ihrer technischen und betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer, sodass Störungen häufiger werden können. Die Nachbildung dieses oftmals als Badewannenkurve beschriebenen Effekts in Verbindung mit unternehmensindividuellen Instandhaltungsstrategien ließe die weitergehende Quantifizierung des Risikos einer Überalterung der Netzstrukturen zu.

Vor dem Hintergrund des zunehmenden Einsatzes von Smart-Grid-Technologien in den Verteilungsnetzen, die insbesondere dazu dienen sollen die Einspeisung aus regenerativen Eigenerzeugungsanlagen weiter zu steigern, sollten auch die Auswirkungen zukünftiger Netzstrukturen auf die Versorgungszuverlässigkeit modelliert werden können. Insbesondere können Smart-Grid-Technologien in den Mittelspannungsnetzen Auswirkungen auf die Suche von Störungsorten haben. Suchstrategien von den Betriebsmitarbeitern zum Auffinden des Störungsortes in Verbindung mit Smart-Grid-Technologien sollten eine weitere Detaillierung erfahren.

Insgesamt zeigt sich, dass die Qualitätsregulierung in der in Deutschland umgesetzten Form den Netzbetreibern grundsätzlich ein brauchbares Werkzeug liefert, eine weitergehende Optimierung ihrer Kosten auf Basis der Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit auszuführen. Gleichzeitig wird auch deutlich, dass häufig die Verminderung der Versorgungszuverlässigkeit mit so hohen Kosteneinsparungen einhergehen kann, dass eine Verminderung der qualitätsbedingten Erlöse von den Netzbetreibern in Kauf genommen werden könnte. Es bedarf deshalb einer Überprüfung der Anreizwirkung der Qualitätsregulierung zur Beibehaltung eines volkswirtschaftlich angemessenen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit.



## 7 English Summary<sup>19</sup>

### 7.1 Introduction

Today's regulatory demands are providing incentives for cost reductions to network operators in Germany and several other countries. If no corrective measures are taken by national regulation authorities (NRA), this could result in a reduction of costs at the expense of quality of supply. Thus, in 2011 the German NRA has implemented a quality regulation scheme which incentivizes network operators to integrate aspects of quality of supply in their considerations of cost reductions.

This work presents an approach which calculates the impact of changes of network asset and of operational service staff on the reliability of distribution systems. The approach uses a detailed reliability model to display the network structure, network equipment and customers' loads in order to determine failure events, the respective remedial strategy and the impact on quality of supply. Furthermore, a detailed model of the network operators' organizational structure and operational service staff is used.

### 7.2 Background

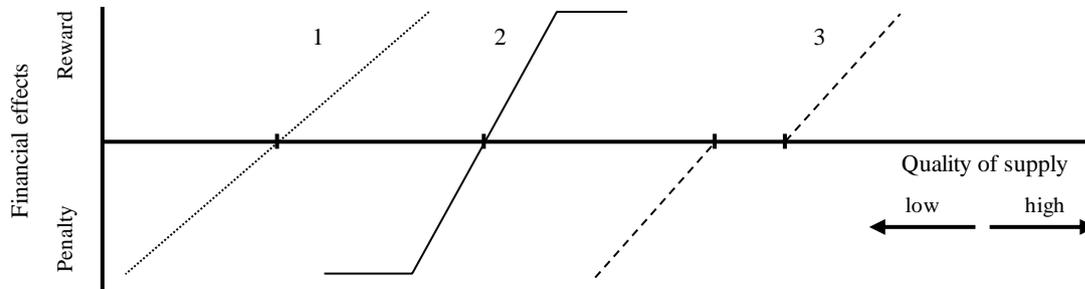
Energy distribution systems are natural monopolies, so that regulatory instruments are needed to reproduce market mechanisms and to persuade distribution system operators to act efficiently. Incentive regulation schemes with focus on e.g. price or revenue caps do not focus on the total costs of the monopolistic companies, but on permitted prices or revenues for network fees. Hence, system operators are forced to improve their efficiency to maximize profits [95]. This advantage is offset by a substantial disadvantage: cost reductions on side of the network operators may lead to a reduction of quality of supply (in sense of reliability of supply [46]) of the customers [40]. So, costs for interruption of supply on customers' side may increase without negative effects on the revenues of the monopolistic company, as long as these are not penalized / incentivized for poor / outstanding quality. Hence, various NRAs in Europe have implemented quality regulation schemes with incentive schemes being the most common ones. Their primary aim is to reach or maintain a pre-defined level of quality of supply [57].

A simple way to internalize costs of supply interruptions on customers' side in the revenues of network operators is to set individual minimum standards such as the maximum duration of customer interruptions. If the network operators do not meet these minimum standards, penalties have to be paid to those customers who have experienced

---

<sup>19</sup> Parts of this chapter have been published in [97].

poor quality of supply [46]. Also quality of supply can be quantified by using system-wide reliability indices [52, 53]. Then, a penalty / reward-structure constitute the link between quality of supply and penalties and rewards respectively. Figure 7.1 gives examples on how the quality of supply can be converted into monetary terms [54].



**Figure 7.1: Quality regulation schemes**

Scheme 1 represents a linear connection between quality of supply and monetary effects. If quality of supply exceeds a specific reference value, additional revenues are allowed to be earned. Scheme 2 uses a capped linear function. Thus, network operators' financial risk is reduced in case of poor quality of supply. However, the opportunity to maximize revenues is capped. Scheme 3 has a dead band in which the economic effect of changes in quality of supply is nonexistent.

In case that one of the presented quality regulation schemes is applied, network operators have to consider the impact of changes in network asset and organization structure on the quality of supply, as these have direct impact on rewards or penalties respectively:

- Redundant lines and the erection of open ring structures provide additional options of re-supply after failures and the average duration of interruptions of supply can decrease.
- The choice of technology of network equipment influences frequency and duration of average equipment down time. E.g. overhead lines trip more often than XLPE-insulated underground cables but are repaired faster.
- Remote-controlled switches can be operated faster than manual switches, as operational service staff has not to be involved to switch on site [8].
- The quantity and qualification of service staff as well as the organization processes of network operators are decisive for the time of the execution of tasks of remedial processes. Especially in medium- (MV) and low-voltage (LV) networks without a high proportion of remote-controlled switches, the duration of failures can be improved with help of an optimal staff organization [80].

Considering these framework conditions, the system operators have to find the optimal balance between costs for the network, costs for network operation and costs due to quality of supply. This leads to the following questions:

- How to cost-effectively reach or maintain a pre-defined level of quality of supply?
- Which is the optimal structure of staff organization and of system assets to reach this goal?

## 7.3 Network and organization model

### 7.3.1 Overview

In this paper an overall network and organization model is presented which considers all abovementioned aspects of network characteristics and system operation and calculates their influences on the quality of supply (Figure 7.2).

The network model reflects the strategy of capital expenditures which determines the condition of network equipment and the provided network structure. Furthermore, the adaptation of maintenance strategies (i.e. of planned, operational expenditures) influences the frequency of failures of network equipment. In the network model failure events are generated and by that a demand of operational service staff (also referred to as resource) for execution of tasks to resupply customers and repair equipment.

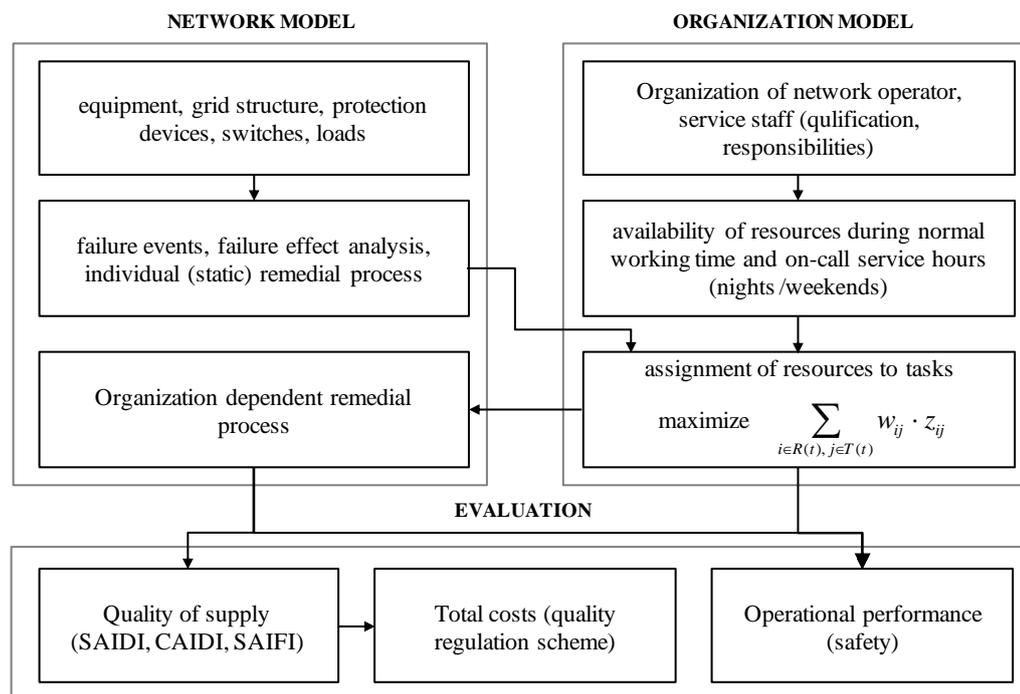


Figure 7.2: Overall model

The resources and the organizational structure of the network operator are displayed within the operation model. With help of an assignment model, the operational praxis of balancing resource demand and resources availability is simulated.

The completing part of the model is the evaluation model to quantify quality of supply and the operational performance. In combination with the applied quality regulation scheme, changes in total costs of the network operator can be derived.

### **7.3.2 Network Model**

The network model is used to display all aspects of capital expenditures in energy networks: network structure, network equipment, switches, protection systems etc. With help of an analytic approach of reliability calculation, various failure models are used (Independent single failure, Common-Mode failures, unnecessary protection operation, malfunction of protection device [76]) to mathematically describe the expected failure events. The corresponding reliability data of equipment installed in the network (e.g. cables, transformers, bus bars, switches, breakers etc.) is derived from statistical data [25].

Figure 7.3 shows the detailed extended approach of reliability calculation. After generation of a failure event, a failure effect analysis is executed to determine the affected customers. If an interruption of supply exists, the chronological next relevant task of the static remedial process is determined, using pre-given durations for switching operations and repair (see also part A of Figure 7.5). The relevant tasks of the static remedial process form the demand of resources and are used as input data for the organization model to determine the exact moments of execution of the tasks in dependence of the organization structure (for further information cf. section 7.3.3). Finally, the results of the organization model are used to adapt the durations of tasks of the static remedial process in the reliability calculation, so that an organization dependent remedial process is determined.

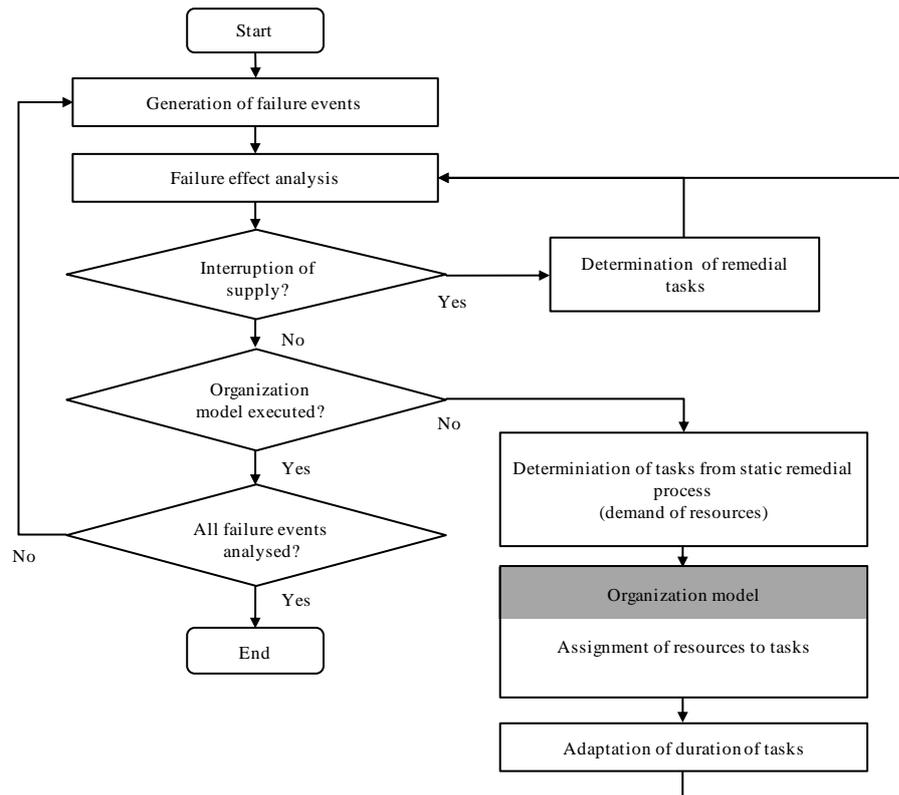


Figure 7.3: Process of extended approach of reliability calculation

### 7.3.3 Organization Model

The organization model displays the transport infrastructure of the investigated network area, the resources of the system operator and its complete organization structure. In particular, the operational decisions to assign resources to tasks of the remedial process are reproduced.

#### 7.3.3.1 Transport Infrastructure

The geographical structure and the transport infrastructure of the supplied area are displayed with a node-edge-model in which the nodes represent the geographical location of the network equipment of the network. Accordingly, each task of a remedial process (fault isolation, switching and repair) has a geographically determined location. The edges form the connections between two geographical nodes and by that the travel time between these nodes. So, each component of the investigated network is accessible from each other part by travelling along a set of edges and nodes.

#### 7.3.3.2 Resources and Organization of System Operator

The tasks of the remedial process form the resource demand, which has to be executed by resources of the system operator. In general, switching tasks and analysis of the failed equipment are executed by one single resource, acting independently in the supply area

during normal working time. During on-call-service hours (nights and weekends) resources are bound to their node of residence (Figure 7.4). Depending on the fault-affected equipment type, resources with a specialized qualification are needed for the execution of repair tasks (for example of protection devices). To display the aforementioned details, each resource of the network operator is modeled separately.

With help of the model, the supplied area can be divided into service zones, in which the resources are responsible for execution of tasks in the distinctive part of the supplied area. Due to the costs of on-call service, the partition of service zones may vary between normal working time (more, but smaller zones) and during on-call service time (less, but larger zones).

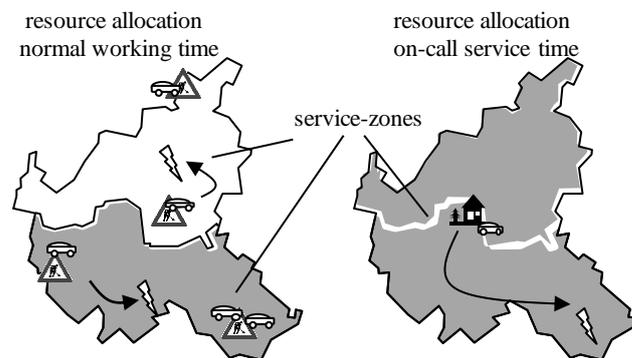


Figure 7.4: Resource allocation and service zones

### 7.3.3.3 Assignment

After the generation of a failure event and the determination of the static remedial process by the network model (cf. Figure 7.3), the organization model assigns available resources to (active) tasks of the remedial process. Tasks are considered as active, if they are executable according to the remedial process and have not been executed yet. Resources are considered as available, if they are not assigned to an active task or on their way to execute a task. This is valid during normal working time for all resources, whereas during on-call service hours only for resources taking part in on-call-service.

Modeled according to [80],  $R(t)$  denote the set of available resources,  $T(t)$  denote the set of active tasks. For  $i \in R(t)$  and  $j \in T(t)$ , it is defined:

$$z_{ij} := \begin{cases} 1 & \text{if resource } i \text{ is assigned to task } j \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad (6.1)$$

A value – the marginal restoration efficiency  $w_{ij}$  - is introduced to prioritize tasks in case of a shortage of resources and to determine the nearest resource in case of sufficient resources:

$$w_{ij} := \frac{P_j}{d_{ij} + d_j} \quad (6.2)$$

Where  $P_j$  is the load, resupplied by execution of task  $j$  by resource  $i$ ,  $d_{ij}$  the travel time of resource  $i$  to task  $j$  and  $d_j$  the duration to execute task  $j$ .

For all active tasks in combination with available resources the marginal restoration efficiency has to be maximized:

$$\text{Maximize } \sum_{i \in R(t), j \in T(t)} w_{ij} \cdot z_{ij} \quad (6.3)$$

The constraints are: each resource can only be assigned to one task at any time:

$$\sum_{j \in T(t)} z_{ij} \leq 1 \quad \forall i \in R(t) \quad (6.4)$$

And each task needs not more than one resource to be executed:

$$\sum_{i \in R(t)} z_{ij} \leq 1 \quad \forall j \in T(t) \quad (6.5)$$

In practice the criterion for prioritization of different activities of the remedial processes is based on the amount of lost load which can be resupplied by the considered task. Furthermore, the assignment of resources to the switching operations and repair activities takes into account the distance between the current node of the resources and the node of the incident.

According to the abovementioned framework for tasks and resources, the assignment is valid until a task ends or a new task appears in accordance with the remedial process.

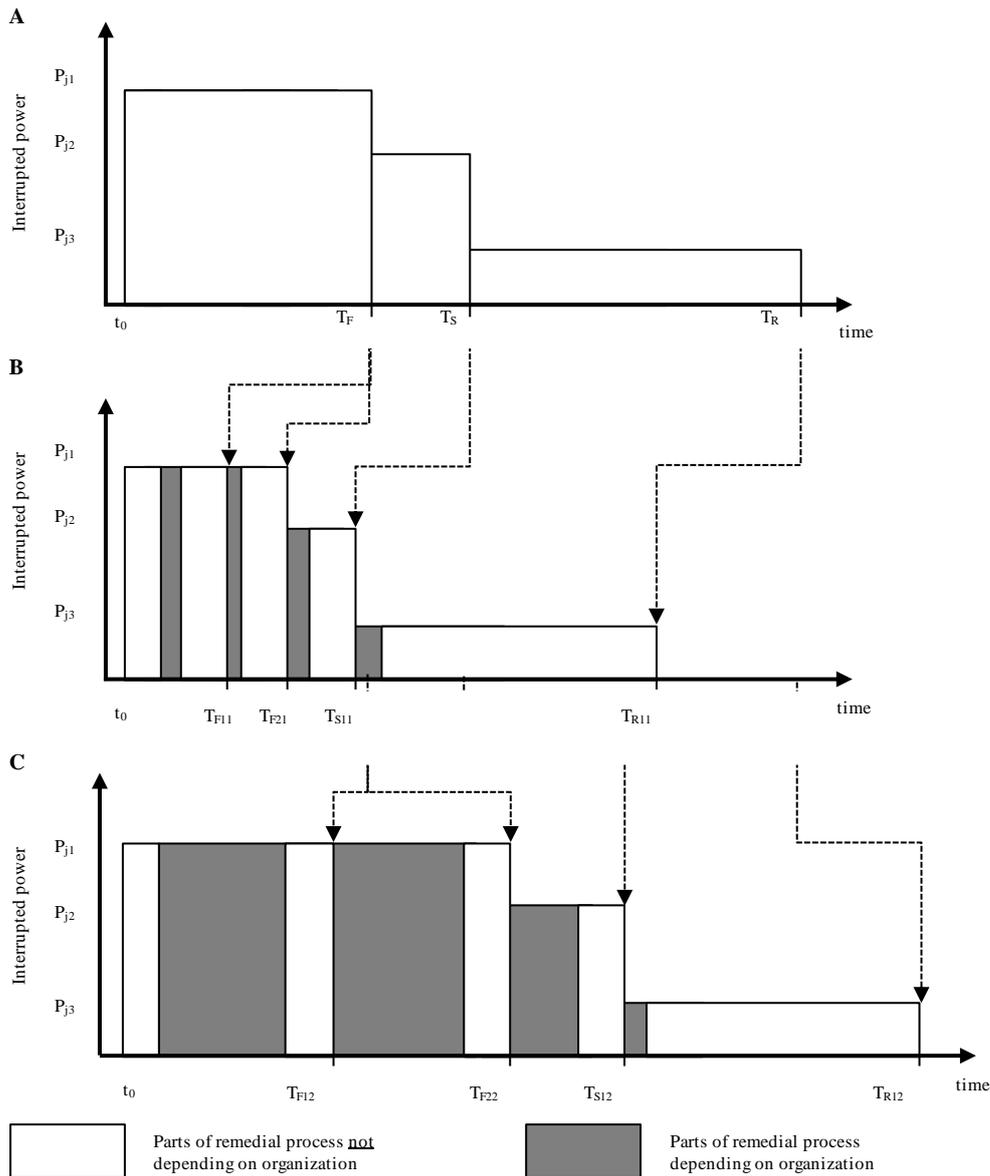
#### 7.3.4 Remedial Process

The static remedial process is gained from the initial reliability calculation before execution of the organization model. The corresponding profile of interrupted power is strongly dependent on the network structure and the pre-given duration of execution of remedial tasks. A static remedial process of an interruption of supply  $j$  with an initially interrupted power  $P_{j1}$  is shown in Figure 7.5 (part A). The interrupted power is reduced by a set of switching operations (at  $T_F$  and  $T_S$ ) and the repair of the faulty equipment (finished at  $T_R$ )

In Part B of Figure 7.5 a remedial process is shown, which is obtained after the optimization with the organization model when a high number of resources is available (e.g. during normal working time): After the occurrence of the failure event at  $t_0$ , a resource  $i$  is activated.  $T_{F11}$  and  $T_{F12}$  incorporate the initial delay for activation of resource  $i$  and the initial travel time to the geographical location of the first task of the remedial process. Here the first task consists of two switching operations to isolate the faulty

equipment which lead to a reduction of interrupted power to  $P_{j2}$ . With the execution of the next task at  $T_{S11}$  the interrupted power is reduced to  $P_{j3}$ . The remaining power  $P_{j3}$  can be resupplied after the repair or substitution of the failed component respectively, so that  $T_{R11}$  consists of the travel time of resource  $i$  from task 2 to task 3 (repair) and the duration of repair of the faulty equipment.

Part C of Figure 7.5 shows a resulting remedial process, considering one single resource executing all tasks of the remedial process (e.g. during on-call service hours). The result is that the last task of the remedial process is executed significantly later.



**Figure 7.5: Remedial processes (A: Static, B: Organization dependent with high number of resources available, C: Organization dependent with low number of resources available)**

### 7.3.5 Evaluation

After the performance of analytic reliability calculation in combination with the organization model, the evaluation model is used to calculate various parameters of quality of supply.

- Non-availability of supply – per customer or system-wide (system average interruption duration index SAIDI)
- Interruption duration – per customer or system-wide (customer average interruption duration index CAIDI)
- Frequency of interruption – per customer or system-wide (system average interruption frequency index SAIFI)

The relevant quality regulation scheme in combination with the calculated system-wide performance indicators enables the calculation of penalty and rewards due to specific measures applied for both the network and organizational structure.

From parameters of the operational performance (e.g. duration until arrival on site, repair duration etc.) conclusions are derived to quantify the grade of safe operation of the network and the risk level the system operator is facing [80].

## 7.4 Case study

### 7.4.1 Input data

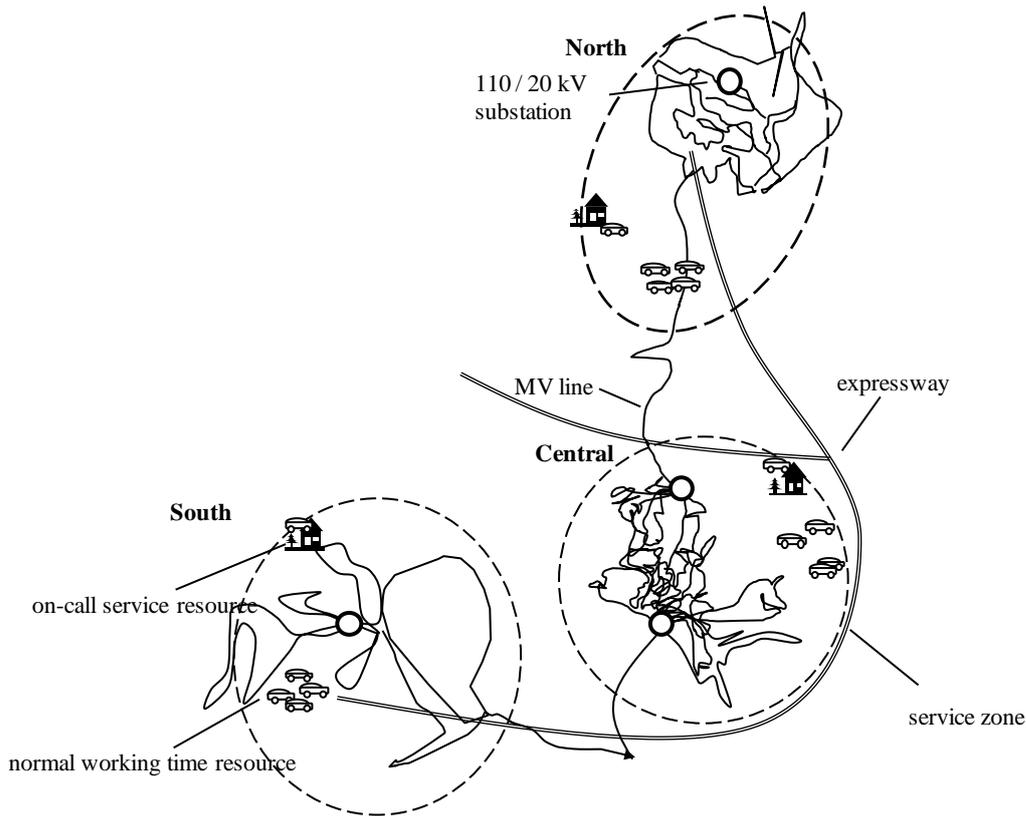
In this section of the paper, the application of the model to an existing network is shown (Figure 7.6).

The analyzed network supplies a suburban area of approximately 600 km<sup>2</sup> by four main 110 kV / 20 kV transformer substations, 428 MV / LV substations and 410 km of 20 kV lines (see also Table 7.1). The peak demand of 80,000 supplied customers is 110 MW.

**Table 7.1: Network characteristics**

Substation area	Overhead lines [km]	Cable [km]	Load [MW]	Number of inhabitants
North	7.23	102.86	19.65	14,513
Central East	22.09	117.18	40.46	27,430
Central West	4.64	57.12	17.21	12,716
South	8.64	89.40	33.62	24,846

The network structure contains different manual switching possibilities, either to close open ring structures or to connect parts of the network to adjacent MV networks. Each MV-feeder in 110 kV / 20 kV transformer substation and central focus stations is equipped with protection devices and remote control (switching time:  $T_{\text{Switch}} = 0.1$ ).



**Figure 7.6: Supplied area with substations, service zones, resources and expressway infrastructure**

To show the fundamental functions of the model, the reliability calculation is focused on active failure events of MV / LV-substations, overhead-lines, cables and bus bars in 110kV / 20kV transformer substations and focus stations. The corresponding reliability data is extracted from German reliability data collected by the German network operation forum (FNN) [25].

The node-edge-model of the investigated MV-network is formed by 2,500 edges representing travel times; according to 30 km/h. Expressway infrastructure between substation areas (Figure 7.6) permits an average velocity of 60 km/h.

#### 7.4.2 Variants of Network and Organization

Within this case study, three variants of network configuration are investigated:

- N1: Base case (as described above)
- N2: Substitution of overhead-lines by XLPE-cables
- N3: Substitution of manual local switches by remote-controlled switches

The organization of the network operator is described by the number of resources during normal working time  $n_N$  and on-call service hours  $n_R$  in each service zone and the number  $n_Z$  and structure of service zones. The structure of the service zones does not differ between normal working time and on-call service hours. The organization of the base case (O1, see also Figure 7.6) consists of three service zones with four employees during

normal working time. During on-call service hours (nights, weekends) one resource is in charge for execution of tasks of the remedial process in each service zone (see also Table 7.2).

**Table 7.2: Organization variants**

Organization variants	n <sub>Z</sub>	Structure of service zones	n <sub>N</sub>	n <sub>R</sub>
<b>O1</b> (base case)	3	North	4	1
		Central	4	1
		South	4	1
<b>O2</b>	1	One zone	12	3
<b>O3</b>	1	One zone	9	2

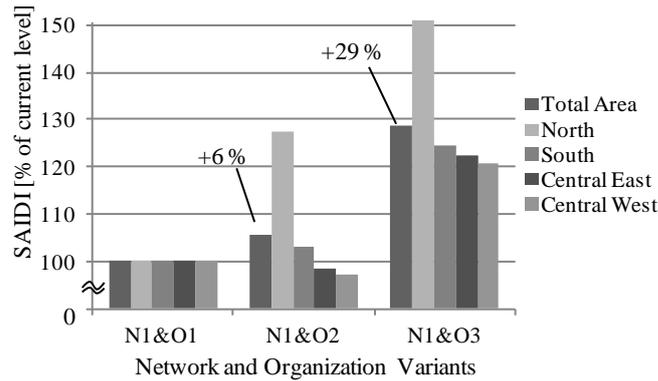
In the following, exemplary results for selected combinations of network and organization variants are presented using the system-wide non-availability of supply (divided by SAIDI of the base-case) and the duration until arrival on site.

### 7.4.3 Non-availability of Supply

Figure 7.7 shows the relative non-availability of supply of organization variants in combination with the base-case of network configuration N1.

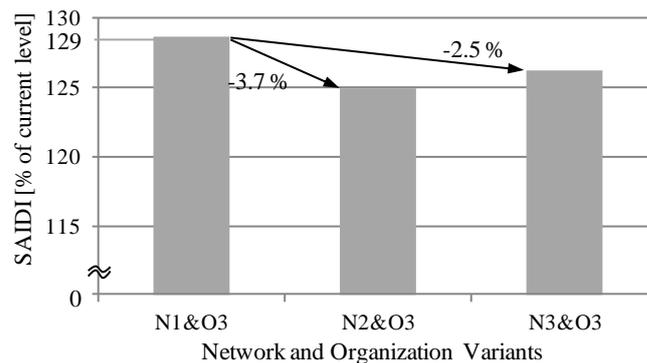
With the establishment of one big service zone (N1&O2), the non-availability of supply in the total area rises by nearly 6 %. This is traced back to the fact that the northern and southern 110 kV / 20 kV transformer substations are far off the central of the supplied area. In case of failures the resources have to travel a relatively long distance in comparison to the base-case (N1&O1). This is because the resources in organization O2 are statistically distributed less homogenously than in O1, as the borders between the service zones prevent local centralizations of resources in the supplied area.

The reduction of resources during normal working time and on-call service hours (N1&O3) leads to significant deterioration of non-availability of supply (+29 %). Resources have to travel longer distances to reach failure sites and in case of parallel failures (especially during on-call service hours) less resources are available to work on the remedial process.



**Figure 7.7: Relative non-availability of supply per substation of organization variants (O1, O2, O3) in combination with network configuration N1**

Figure 7.8 shows the impact of network measures on quality of supply in combination with organization variant O3. It is obvious, that the influence of reduction of resources (O3, +29 % in comparison to the base case N1&O1) cannot be compensated by changes in network, as these measures ameliorate the quality of supply by 3,7 % and 2,5 % respectively.



**Figure 7.8: Relative non-availability of supply of network variants (N1, N2, N3) in combination with organization configuration O3**

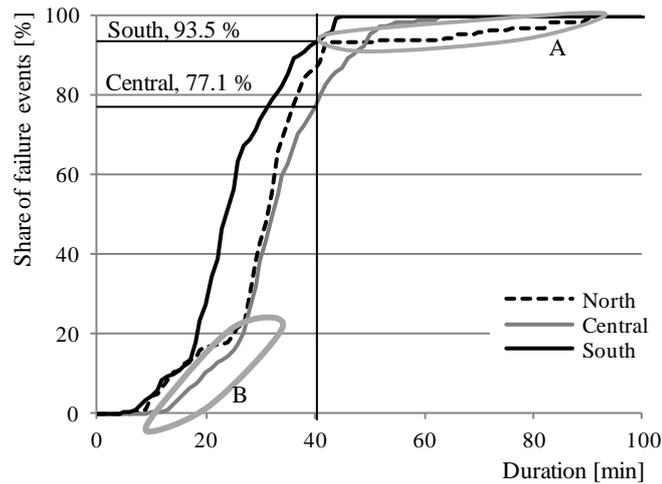
#### 7.4.4 Duration until Arrival on Site

Figure 7.9 shows the empirical function of the duration until arrival on site, which is defined as the time elapsed between the failure event and the first resource being on site to avert danger. It is a very important indicator for the assessment of organizational performance and helps to take management decisions with view on organizational restructuring. Figure 7.9 highlights, that especially in service zone “South” the duration until arrival on site is much better than in the other service zones, as within 40 minutes 93.5 % of the failure sites are reached by a resource.

The opposite geographical characteristic of service zone north can be seen from its graph in Figure 7.9, especially in the area marked with “A”. 90 % of the failure sites are reached within 40 minutes, but in 10 % the duration until averting of danger is significantly longer.

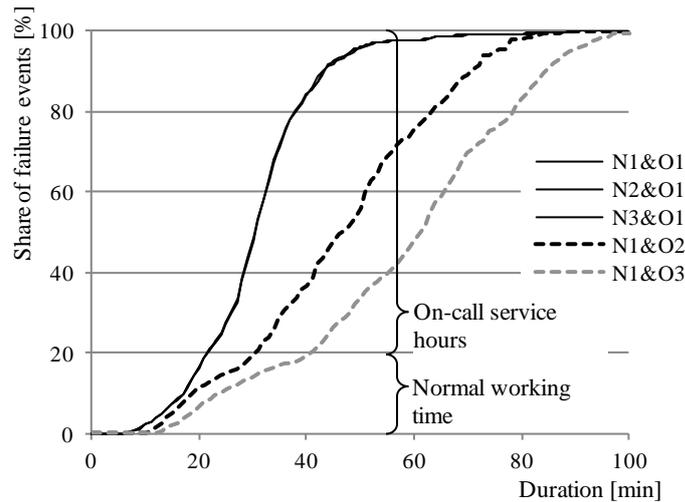
This is traced back to the network structure, as the long feeder connection north of the service zone “Central” has to be served from service zone “North”.

The area marked with “B” in Figure 7.9 highlights a characteristic of service zone “Central”, as there is a smaller share of failures, which can be reached as quickly as in “North” or “South”. Furthermore, only 77 % of the failure sites are reached within 40 minutes by a resource.



**Figure 7.9: Duration until arrival on site per service zone in organization variant O1 (3 service zones, 12 resources)**

Figure 7.10 shows the duration until arrival on site for the total supplied area of different organization variants. Changes in network configuration (N1 / N2 / N3) have no significant influence on the arrival on site, as the places of failure events do not change. The reduction of service staff extends the duration until averting of danger (N1&O2 / N1&O3). Only 20 % of the failure events occur during normal working time but are reached significantly faster than events during on-call-service hours (80 %). To sum up, the duration until arrival on site and the grade of save operation of the grid is determined by the availability and quantity of resources during on-call service hours.



**Figure 7.10: Duration until arrival on site for combination of different organization and network variants**

## 7.5 Conclusion

To overcome cost reductions on the expense of quality of supply, national regulation authorities in various countries have implemented quality regulation schemes. By setting quality standards and transferring these into monetary terms, they try to avoid undue negative impacts on quality of supply from cost efficiency strategies implemented by network operators. To meet the arising demands on quality of supply, network operators have to evaluate the impact of measures in network and organization on quality of supply before implementing these projects.

In this paper a compact model is presented to simulate all relevant fault related aspects of network (network structure, equipment etc.) and network operation (resources, responsibilities etc.). So for first time a model is available to simultaneously evaluate CAPEX- and OPEX-related activities of network operators and their impact on quality of supply. Customer individual and system-wide reliability indices are provided with the aim to analyze weak points in network structure and organization.

As network operators are in charge of ensuring operational safety of the network during normal working time and on-call service hours, the presented model additionally provides operational performance indicators to quantify the level of operational safety of the network.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] „Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz),“ 13. Dezember 1935.
- [2] „Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts,“ 24. April 1998.
- [3] Europäisches Parlament und Rat, „Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,“ 19. Dezember 1996.
- [4] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 22 des Gesetzes vom 24. November 2011 (BGBl. I S. 2302) geändert worden ist.
- [5] Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist.
- [6] Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635) geändert worden ist.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§19 und 20 ARegV, Bonn, 7.6.2011.
- [8] C. Schröders, S. Krahl und A. Moser, „Mittelspannungsnetze: Planungsgrundsätze im Kontext der Qualitätsregulierung,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 62, pp. 41 - 44, 2012.
- [9] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., DIN EN 50110-1 (VDE 0105-1): Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung FprEN 50110-1:2012, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2012.

- [10] C. Friedrich, Ein Betriebsmodell zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Ressourceneinsatz und Versorgungszuverlässigkeit, Aachen: Shaker Verlag, 2011.
- [11] J. Endrenyi, Reliability Modelling in Electric Power Systems, Toronto: John Wiley & Sons, 1978.
- [12] G. Balzer und C. Schorn, Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser, Heidelberg: Springer, 2011.
- [13] M. Schwan, Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt, Saarbrücken: Logos Verlag Berlin, 2003.
- [14] M. Zdrallek, Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme, Aachen: Shaker Verlag, 2000.
- [15] M. S. Guarisco, Strategic Resource Management for Power Grid Operators, Dissertation ETH Zürich, Nr. 19761, 2011.
- [16] B. Bitzer, Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen, Dissertation TH Darmstadt, 1981.
- [17] W. Wellßow, Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung, Dissertation TH Darmstadt, 1986.
- [18] R. Billinton und R. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Marshfield: Plenum Press, 1996.
- [19] P. Wang und R. Billinton, „Reliability Cost/Worth Assessment of Distribution Systems Incorporation Time-Varying Weather Conditions and Restoration Resources,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 1, Januar 2002.
- [20] K. Alvehag und L. Söder, „Reliability Model for Distribution Systems Incorporating Seasonal Variations in Severe Weather,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, April 2011.
- [21] C. C. Fong, „Reliability evaluation of transmission and distribution configurations with duration-dependent effects,“ *IEEE Proceedings*, Vol. 136, No.2, März 1989.

- [22] M.-Y. Chow, L. Taylor und M.-S. Chow, „Time of outage restoration analysis in distribution systems,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No.3, Juli 1996.
- [23] A. Sorg, Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze, Aachen: Shaker Verlag, 2002.
- [24] N. Balijepalli, S. Venkata und R. Christie, „Modeling and Analysis of Distribution Reliability Indices,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No.4, Oktober 2004.
- [25] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg und A. Moser, „Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004 - 2011,“ *Elektrizitätswirtschaft*, Band 112, Heft 7, pp. 32-36, 2013.
- [26] E. Dialynas und D. Michos, „Interactive modeling of supply restoration in distribution system operation,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 3, Juli 1989.
- [27] M. Theil und G. Theil, „Reliability assessment of medium voltage networks with simulation of the restoration process,“ *Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Session 25, Paper 1, 24-28 Juni 2002.
- [28] P. Wang und W. Li, „Reliability evaluation of distribution systems considering optimal restoration sequence and variable restoration times,“ *IET Generation Transmission & Distribution*, Vol. 1, No. 4, pp. 688 - 695, 2007.
- [29] C. Zapata, S. Silva, H. González, O. Burbano und J. Hernández, „Modeling the repair process of a power distribution system,“ *Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*, 13-15 August 2008.
- [30] C. Zapata und M. Rios, „Validity of using a global repair service model in power system reliability studies,“ *Proceedings of Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, 3-5 September 2012.
- [31] M.-J. Yao und K. Jo Min, „Repair-unit location models for power failures,“ *IEEE Transactions on Engineering Management*, Vol. 45, No.1, Februar 1998.

- [32] S. Wang, B. Sarker, L. Mann Jr. und E. Triantaphyllou, „Resource planning and depot location model for electric power restoration,“ *European Journal of Operational Research*, Bd. 155, pp. 22-43, 2004.
- [33] P. Carvalho, F. Carvalho und L. Ferreira, „Dynamic restoration of large-scale distribution network contingencies: Crew dispatch assessment,“ *Proceedings of IEEE Power Tech*, 2007.
- [34] C. Coffrin, P. van Hentenryck und R. Bent, „Strategic planning for power system restoration,“ *Proceedings of the First International Symposium on Uncertainty Modeling and Analysis and Management (ICVRAM 2011), and the Fifth International Symposium on Uncertainty Modeling and Analysis (ISUMA)*, 11-13 April 2011.
- [35] T. Hiller, *Methoden und Werkzeuge zur Optimierung des Störungsmanagements in Verteilungsnetzen*, Shaker Verlag Aachen, 2004.
- [36] K. Zografos, C. Douligeris und P. Tsoumpas, „An integrated framework for managing emergency-response logistics: The case of the electric utility companies,“ *IEEE Transactions on Engineering Management*, Vol. 45, No. 2, Mai 1998.
- [37] T. Gómez und J. Rivier, „Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study,“ *Proceedings of the 9th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP*, October 2000.
- [38] P. Engelkamp und F. Sell, *Einführung in die Volkswirtschaftslehre*, 6. Auflage, Berlin: Springer Gabler, 2013.
- [39] R. Fraser, „Price, quality, and regulation: An analysis of price-capping and the reliability of electricity supply,“ *Energy Economics*, vol. 16, pp. 175-183, 1994.
- [40] A. Ter-Martirosyan, *The Effects of Incentive Regulation on Quality of Service in Electricity Markets*, Working Paper, Department of Economics, George Washington University, 2003.
- [41] CONSENTEC GmbH, „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze,“ Aachen, Oktober 2010.

- [42] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Zuverlässigkeit; Begriffe, DIN 40041: 1990-12, Berlin: Beuth, Dezember 1990.
- [43] M. Schwan, „Grundsätze der VDE/ETG Analyse "Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem",“ *ETG-Fachtagung Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem*, Januar 2005.
- [44] ETG-Task-Force Versorgungsqualität, VDE-Analyse Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem, Frankfurt /M., Februar 2006.
- [45] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010, Berlin, Februar 2011.
- [46] Council of European Energy Regulators - CEER, Quality of electricity supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies, Brüssel, 2001.
- [47] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG, Bonn, 2006.
- [48] H. Gebler, „Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze,“ Darmstädter Dissertation, 1981.
- [49] H.-D. Kochs, Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo: Springer-Verlag, 1984.
- [50] H.-J. Haubrich, Hrsg., Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen, Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1996.
- [51] H.-J. Koglin, „Versorgungszuverlässigkeit,“ in *Hütte, Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze*, G. Hosemann, Hrsg., Berlin, Springer Verlag, 2001.
- [52] Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality (DISQUAL), Availability of Supply Indices, Mai 1997.

- [53] IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366 TM-2012), New York, Mai 2012.
- [54] V. Ajodhia, Regulation Beyond Price: Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks, Dissertation, Technische Universität Delft, 2005.
- [55] V. Ajodhia, K. Petrov, G. Scarsi und B. Franken, „Experience with Regulation of Network Quality in Italy, the UK and the Netherlands,“ *Electrical Power Quality and Utilisation, Vo. II, No. 1*, 2006.
- [56] E. Fumagalli, L. Lo Schiavo und F. Delestre, Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007.
- [57] Council of European Energy Regulators - CEER, 5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply 2011, Brussels, April 2012.
- [58] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, Berlin, 2013.
- [59] D. Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2004.
- [60] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2013 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, Dezember 2013.
- [61] H. Roman, „Einflussmöglichkeiten des Netzbetreibers auf die Versorgungszuverlässigkeit,“ *Tagungsunterlage zur ETG-Fachtagung "Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem"*, 18.-19.1.2005.
- [62] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Wiesbaden: Vieweg, 2009.
- [63] U. vom Felde, „Mittelspannungsnetzkosten und Versorgungszuverlässigkeit,“ *Handbuch Energiemanagement*, 2010.
- [64] H. Egger, R. Draxler, H.-J. Wernegger, T. Küter, A. Ladermann und W. Fritz, „Netzautomatisierung im Mittelspannungsfreileitungsnetz - Ortsabhängigkeit von Störungen in MS-Netzen,“ *Elektrizitätswirtschaft*, Bd. 3, pp. 76-81, 2010.

- [65] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., DIN 31051 Grundlagen der Instandhaltung, Berlin: Beuth Verlag GmbH, September 2012.
- [66] J. Stürmer, Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen, Aachen: Shaker Verlag, 2002.
- [67] S. Rolauffs und C. Maurer, „Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen: Bewertung planerischer und betrieblicher Maßnahmen,“ *Tagungsband ETG-Fachtagung 98 - Technische Innovationen in Verteilungsnetzen*, 2005.
- [68] A. Kox, Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade bei der Störungsbeseitigung, Aachen: Klinkenberg Verlag, 1998.
- [69] M. Obergünner, M. Schwan, C. Krane, K. Pietsch, K. von Sengbusch, C. Bock und D. Quadflieg, „Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994 bis 2001,“ *Elektrizitätswirtschaft, Band 103, Heft 15*, 2004.
- [70] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60050-191: International Electrotechnical Vocabulary, Chapter 191: Dependability and quality of service, Genf, 1990.
- [71] A. Montebaur, Zuverlässigkeitsanalysen industrieller Elektrizitätsversorgungsnetze unter Einschluß der Produktionsprozesse, Aachen: Verlag. d. Augustinus-Buchhandlung, 1997.
- [72] R. Danda, Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung, Dissertation RWTH Aachen, 1982.
- [73] I. Athamna, M. Zdrallek, F. Koch und S. Köhler, „A model for reliability analysis of offshore wind turbines,“ *Proceedings of the 11th World Wind Energy Conference (WVEC)*, 2012.
- [74] M. Schwan und A. Slupinski, ZUBER - Program for Calculation of the Supply Reliability in Elektric Power Systems - manual for version 3.09, Mannheim, 2004.
- [75] U. Niehage, Zur Frage der zuverlässigen Auslegung von städtischen 110 kV - Kabelnetzen, Dissertation RWTH Aachen, 1986.
- [76] M. Zdrallek, „Enhanced Outage Models for Reliability Calculations of Electric Power Systems,“ *Foresight and Precaution Conference*, 2000.

- [77] P. Vossiek, Berücksichtigung von Wiederversorgungsstrategien bei der Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilnetze, Aachen: Klinkenberg Verlag, 1998.
- [78] W. R. Nick, Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit, Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1993.
- [79] A. Slupinski und M. Schwan, „Modellierung von Störungsbehebungsstrategien,“ in *FGH-AKEI-Seminar "Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energieversorgungssysteme"*, Deidesheim, 2004.
- [80] M. Guarisco, C. Friedrich, M. Laumanns und M. Zdrallek, „A grid operation model: Resource demand for an adequate quality of supply,“ *Proceedings of 16th Power System Computation Conference (PSCC 2008)*, 14-18 Juli 2008.
- [81] M. Guarisco, C. Friedrich, C. Balderer, M. Laumanns und M. Zdrallek, „A grid operation model: resource demand for an adequate incident management in high-, medium- and low-voltage grids,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, volume 31, issue 9*, 2009.
- [82] A. García, P. Jodrá und J. Tejel, „A Note on the Travelling Repairmen Problem,“ *Networks*, Bd. 40(1), pp. 27-31, 2002.
- [83] J. Fakcharoenphol, C. Harrelson und S. Rao, „The k-Traveling Repairmen Problem,“ *Proceedings of 14th Symposium on Discrete Algorithms SODA*, pp. 655-664, 2003.
- [84] J. Edmonds, „Matroids and the greedy algorithm,“ *Mathematical Programming I*, pp. 127-136, 1971.
- [85] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und N. u. R. Bundesministerium für Umwelt, Hrsg., Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft", Berlin, Dezember 2012.
- [86] M. Stötzel, H. Hoppe-Oel, M. Zdrallek und F. Schwermer, „A control centre process simulation model,“ *Proceedings of 17th Power System Computation Conference (PSCC 2011)*, 22-26 August 2011.
- [87] M. Stötze, Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen, Wuppertal: Gerettete Schriften Verlag, 2014.

- [88] A. Berg und H.-J. Haubrich, „Reducing Network Operation Costs by Optimal Resource Planning,“ *Proceedings of the 20nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 8-11 June 2009.
- [89] H. Klockhaus, „Netzbetriebsführung,“ in *Hütte, Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze*, G. Hosemann, Hrsg., Berlin, Springer-Verlag, 2001.
- [90] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100): Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2009.
- [91] R. Hoffmann und A. Bergmann, Hrsg., Betrieb von elektrischen Anlagen: Erläuterungen zu DIN VDE 0105-100:2009-10, Bd. 10. Auflage, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2010.
- [92] H. Thies, M. Zdrallek und M. Schwan, „A model to optimise CAPEX and OPEX for a given quality level,“ *Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 2013.
- [93] F. Hillier und G. Lieberman, Operations Research: Einführung, München [u.a.]: Oldenbourg Verlag, 5. Auflage, 2002.
- [94] H. H. Thies, M. Zdrallek und M. Schwan, „Ein Gesamtmodell zur Optimierung von Investitions- und Betriebskosten von Verteilungsnetzen“. *Tagungsband zur OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, Berlin (2014).
- [95] A. Spence, „Monopoly, Quality and Regulation,“ *Bell Journal of Economics*, 6:417-429, 1975.
- [96] R. N. Allan und R. Billinton, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, London: Pitman books ltd., 1983.
- [97] H. Thies, M. Zdrallek, M. Schwan und A. Ettinger, „Influence of Reliability Calculation and Simulation of Organization Structure on Quality of Supply“. *Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wroclaw (2014).



## 9 Formelzeichen und Abkürzungen

### 9.1 Formelzeichen

a	Jahr
AB	Auslösebereich
B (t)	Menge der verfügbaren Betriebsmitarbeiter zum Zeitpunkt t
e	Index einer Entstörungstätigkeit
E	Erlöse
E (t)	Ganzheit der zum Zeitpunkt t aktiven Entstörungstätigkeiten e
E <sub>U</sub>	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
h	Stunde
H <sub>A</sub>	Ausfallhäufigkeit (bei Freileitungen und Kabeln längenbezogen)
H <sub>AK ESs i</sub>	Häufigkeit eines stehenden Erdschlusses der Ausfallkombination i
H <sub>ESs i</sub>	Häufigkeit eines stehenden Erdschlusses verursacht durch das Betriebsmittel i
H <sub>ES i</sub>	Häufigkeit eines Erdschlusses verursacht durch das Betriebsmittel i
H <sub>ges i</sub>	Häufigkeit der Ausfallkombination i während des Betrachtungszeitraumes
H <sub>RAZ i</sub>	Häufigkeit der Ausfallkombination i während der regulären Arbeitszeit
H <sub>U</sub>	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen
H <sub>U,i</sub>	Unterbrechungshäufigkeit des Verbraucherknottens i im Betrachtungszeitraum
i	Index eines Verbraucherknottens (Kapitel 2) Index eines Betriebsmitarbeiters (Kapitel 3, Kapitel 4) Index eines Betriebsmittels (Kapitel 4) Index einer Ausfallkombination (Kapitel 4)
I (t)	Ganzheit der zum Zeitpunkt t aktiven Störungen
j	Index einer Netzebene (Kapitel 2) Index einer Störung (Kapitel 3) Index eines Betriebsmittels (Kapitel 4) Index einer Entstörungstätigkeit (Kapitel 4)
K	Kosten
L <sub>U</sub>	(kumulierte) unterbrochene Leistung

$L_i$	Gespeiste installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren am Verbraucherknoten $i$
min	Minute
$m$	Anzahl relevanter Auslösebereiche (Kapitel 4) Anzahl Ausfallkombinationen (Kapitel 4)
$M$	Monetarisierungsfaktor des Kalenderjahres 2009
$n$	Anzahl möglicher Erdschlüsse
$N_i$	Anzahl der am Verbraucherknoten $i$ angeschlossenen Kunden
$n_j$	Anzahl Letztverbraucher des Kalenderjahres 2009 in der Netzebene $j$
$n_{re}$	Vorgesehene Anzahl der Betriebsmitarbeiter
$n_{rj}$	Vorgesehene Anzahl der Betriebsmitarbeiter
$p$	Bedingte Wahrscheinlichkeit
$P_e$	Unterbrochene Leistung, die infolge der Ausführung der Entstörungstätigkeit $e$ wiederversorgt werden kann
$P_{e-Risk}$	Leistung unter Risiko der Entstörungstätigkeit $e$
$P_j$	Unterbrochene Leistung der Störung $j$
$P_0, P_1, P_2$	Unterbrochene Leistung
$P_{ME\ j_i}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit für einen Mehrfacherdschluss an der Komponente $j$ infolge eines Erdschlusses auf Komponente $i$
$p_{MEs}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit des Eintritts des Mehrfacherdschlusses $s$
$P_{pot\ aus\ AB\ s}$	Potentiell unterbrochene Leistung in Folge des Mehrfacherdschlusses $s$ im Auslösebereich $AB$
$Q_{ESs\ Ab}$	Wahrscheinlichkeit eines stehenden Erdschlusses
$Q_U$	Nichtverfügbarkeit
$Q_{uN}$	Wahrscheinlichkeit ungeplanter Netzzustände
$Q_{vor}$	Versorgungsqualität vor einer Optimierung
$Q_{nach}$	Versorgungsqualität nach einer Optimierung
$Q_1, Q_2, Q_{2a}, Q_{2b}, Q_{3a}, Q_{3b}$	Versorgungsqualität
$R(t)$	Menge der verfügbaren Betriebsmitarbeiter zum Zeitpunkt $t$
$s$	Index für Mehrfacherdschlüsse
$t_0$	Eintrittszeitpunkt einer Störung
$T_A$	Analysedauer
$T_{Ae}$	Dauer, die zur Ausführung der Entstörungstätigkeit $e$ benötigt wird
$T_{Ab\ ESs\ i}$	Dauer bis zur Abschaltung des stehenden Erdschlusses der Ausfallkombination $i$
$T_{Aus}$	Aus-Dauer eines Betriebsmittels
$T_{Aus\_A}$	Aus-Dauer des Betriebsmittels $A$

$T_{\text{Aus}_B}$	Aus-Dauer des Betriebsmittels B
$T_{\text{Aus OA}}$	Organisationsabhängiger Anteil des Reparaturvorgangs (Anreise zur Reparatur)
$T_{\text{Aus OUA}}$	Organisationsunabhängiger Anteil des Reparaturvorgangs (Analyse vor Ort)
$T_b$	Betrachtungszeitraum
$T_D, T_D'$	Verzögerungsdauer
$T_{\text{Frei}}$	Dauer bis zur Freischaltung eines Betriebsmittels
$T_{Dij}$	Reisezeit des Betriebsmitarbeiters i zur Störung j
$T_{ie}$	Dauer, die von dem Betriebsmitarbeiter i für die Anreise von seinem aktuellen Ort zum Ort der Ausführung der Entstörungstätigkeit e benötigt wird
$T_j$	Benötigte Dauer für Analyse und Wiederversorgung
$T_j$	Benötigte Dauer für Analyse und Wiederversorgung
$T_{\text{Maßn}}$	Dauer bis zur Beendigung einer Wiederversorgungsmaßnahme
$T_{\text{max } i}$	Dauer bis Abschluss der Reparatur der Ausfallkombination i
$T_{\text{max ES } i}$	Dauer bis zur Abschaltung des stehenden Erdschlusses aufgrund der Ausfallkombination i
$T_R$	Reparaturdauer (Kapitel 2)
$T_{\text{Rep}}$	Tatsächliche Reparaturdauer am fehlerhaften Betriebsmittel (Nettoreparaturdauer)
$T_{\text{Rep-ES}}$	Reparaturdauer eines Erdschlusses
$T_{\text{RAZ}}$	Dauer der regulären Arbeitszeit während des Betrachtungszeitraumes
$T_{\text{RBZ\_WE}}$	Dauer einer Rufbereitschaft während des Wochenendes
$T_{\text{RBZ\_Woche}}$	Dauer einer Rufbereitschaft während der Woche
$T_S$	Wiederversorgungsdauer
$T_{\text{Schalt}}$	Dauer bis zur Ausführung einer Schalthandlung
$T_{\text{Schalt-ES}}$	Dauer bis zur Ausführung einer vorbeugenden Schalthandlung bei der Bearbeitung eines Erdschlusses
$T_{\text{Schalt Max}}$	Maximale Schaltdauer innerhalb eines Störungsablaufs
$T_{\text{SSW}}$	Dauer eines Sammelschienenwechsels
$T_{\text{Suche}}$	Dauer der Erdschlusssuche
$T_U$	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen
$T_{U,i}$	Unterbrechungsdauer des Verbraucherknotts i
$T_{Zu}$	Dauer bis zur Wiederschaltung eines Betriebsmittels
$W_{ij}$	Wiederherstellungseffizienz des Betriebsmitarbeiters i für Störung j
$W_{t-ie}$	Tätigkeitsbezogene Wiederherstellungseffizienz des Betriebsmitarbeiters i bei Ausführung der Entstörungstätigkeit e

$x_{ie}$	Zuordnung des Betriebsmitarbeiters $i$ zur Entstörungstätigkeit $e$
$x_{ij}$	Zuordnung des Betriebsmitarbeiters $i$ zur Störung $j$
$Y_{\text{Ind},j}$	Individuelle Kenngröße (SAIDI für die Mittelspannungsebene bzw. ASIDI für die Niederspannungsebene) der Netzebene $j$
$Y_{\text{Ref},j}$	Referenzwert (SAIDI für die Mittelspannungsebene bzw. ASIDI für die Niederspannungsebene) der Netzebene $j$
$z_j$	Bearbeitung der Störung $j$
$z_e$	Bearbeitung der Entstörungstätigkeit $e$

Nicht aufgeführte Formelzeichen oder abweichende Definitionen mit abschnittsweiser Gültigkeit werden im Text erläutert.

## 9.2 Abkürzungen

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
Besim	Betriebssimulation
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX	Capital Expenditures
ct	Cent
DISQUAL	Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality
EUR	Euro
NRA	National Regulation Authorities
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operational Expenditures
RAZ	Reguläre Arbeitszeit
RB	Rufbereitschaft
RBZ	Rufbereitschaftszeit
Ref	Referenz
SAIDI	Mittlere Nichtverfügbarkeit, System Average Interruption Duration Index
SAIDI <sub>rel</sub>	Bezogene mittlere Nichtverfügbarkeit
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SPS	Schwerpunktstation
UNIPEDDE	Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (Internationale Union der Erzeuger und Verteiler elektrischer Energie)
vgl.	vergleiche
ZV	Zuverlässigkeitsberechnung



## 10 Anhang

### 10.1 Übergeordnetes Knoten-Kanten-Modell

Tabelle 10.1: Reisezeiten zwischen Umspannwerken im betrachteten Netzgebiet

Von Knoten	Nach Knoten	Reisezeit
Umspannwerk A	Umspannwerk B	40 Minuten
Umspannwerk B	Umspannwerk C	20 Minuten
Umspannwerk B	Umspannwerk D	50 Minuten

### 10.2 Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl der Wiederholungen

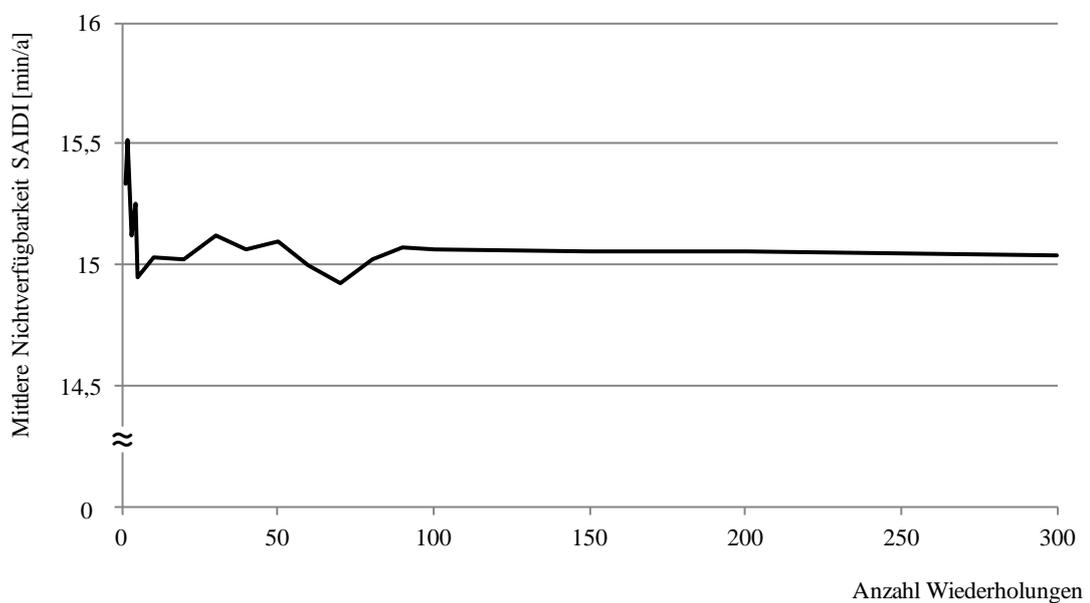


Abbildung 10.1: Mittlere Nichtverfügbarkeit im Beispielnetz in Abhängigkeit der Anzahl der Wiederholungen der Betriebssimulation

### 10.3 Zuverlässigkeitskenndaten der übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb

Legende zu Tabelle 10.2 und Tabelle 10.3:

SS-AB	Sammelschienenabschnitt
LS	Leistungsschalter
TR-AA	Trennschalter abgangsseitig
TR-SS	Trennschalter sammelschienenseitig
ONS-Feld	Ortsnetzstationsfeld mit Lasttrennschalter
F-AA	Abgangsseitiges Schaltfeld
F-SS	Sammelschienenseitiges Schaltfeld
$H_A$	Häufigkeit eines Ausfalls
$p_A$	Bedingte Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls
$T_{Aus}$	Aus-Dauer
-	Wert kann nicht angegeben werden

Für das Ausfallmodell Erdschluss wurde eine Verzögerung bis zur Auffindung des betroffenen Betriebsmittels von  $T_{Suche} = 2$  h angenommen. Sofern es sich um ein fernbedienbares Betriebsmittel handelt, reduziert sich die Dauer auf 0,4 h.

Die Nachbildung von Netzersatzaggregaten erfolgt durch die Reduktion der Aus-Dauer von Transformatoren und ONS-Felder auf  $T_{Aus} = 2$  h.

**Tabelle 10.2: Zuverlässigkeitskenndaten von Betriebsmitteln, Schaltern und Schutzsysteme für kompensiert betriebene 20-kV-Netze [25])**

Ausfallmodell	Zuordnung	$H_A$ [ $a^{-1}$ ] bzw. [ $a^{-1}km^{-1}$ ]	$p_A$ [1] bzw. [ $km^{-1}$ ]	$T_{Aus}$ [h]
<b>Unabhängiger Ausfall mit Schutzauslösung</b>	SS-AB	0,00009	-	13,62
	LS	0,00054	-	14,13
	TR-AA	0,00021	-	8,82
	TR-SS	0,00007	-	21,16
	Freileitung	0,02563	-	10,28
	Kabel (undifferenziert)	0,00632	-	27,51
	Kabel (Masse)	0,01012	-	40,22
	Kabel (VPE)	0,00271	-	24,05
	Transformator (20/0,4kV)	0,00188	-	5,15
	ONS-Feld	0,00019	-	19,18
<b>Erdschluss</b>	SS-AB	0,00001	-	8,54
	LS	0,00006	-	23,59
	TR-AA	0,00002	-	4,01
	TR-SS	0,00001	-	9,93
	F-AA	0,00003	-	4,99
	F-SS	0,00002	-	17,46
	Freileitung	0,00386	-	6,50
	Kabel (undifferenziert)	0,00613	-	32,55
	Kabel (Masse)	0,0109	-	55,34
	Kabel (VPE)	0,00266	-	28,55
	Transformator (20/0,4kV)	0,00011	-	5,43
	ONS-Feld	0,00003	-	21,72
<b>Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall</b>	SS-AB	-	-	25,5
	LS	-	-	11,59
	TR-AA	-	-	25,54
	TR-SS	-	-	50,62
	F-AA	-	-	26,1
	F-SS	-	-	18,44
	Freileitung	-	0,0007	6,39
	Kabel (undifferenziert)	-	0,0019	37,11
	Kabel (Masse)	-	0,0043	47,75
	Kabel (VPE)	-	0,004	15,15
Transformator (20/0,4kV)	-	-	10,81	
ONS-Feld	-	-	45,2	
<b>Schutzversager</b>	Schutz	-	0,00150	1,51 <sup>20</sup>
<b>Leistungsschalterversager</b>	LS	-	0,00088	14,13 <sup>21</sup>

<sup>20</sup> Eigene Abschätzung

<sup>21</sup> Dauer aus Ausfallmodell *Unabhängiger Ausfall mit Schutzauslösung* für Betriebsmittel Leistungsschalter entnommen

**Tabelle 10.3: Zuverlässigkeitskenndaten von Betriebsmitteln, Schaltern und Schutzsysteme für kompensiert betriebene 110-kV-Netze (Auswertung der FNN Störungsstatistik – Berichtsjahre 2004 – 2011 [25])**

Ausfallmodell	Zuordnung	$H_A [a^{-1}]$ bzw. $[a^{-1}km^{-1}]$	$p_A [1]$ bzw. $[km^{-1}]$	$T_{Aus} [h]$
<b>Unabhängiger Ausfall mit Schutzauslösung</b>	SS-AB	0,00012		11,55
	LS	0,0003		16,8
	TR-AA	0,00003		1,88
	TR-SS	0,00005		0,22
	Transformator (110/20 kV)	0,00739		14,41
<b>Erdschluss</b>	SS-AB	0,00004		0,47
	LS	0,00004		23,96
	TR-AA	0,00003		3,41
	TR-SS	0,00001		755
	F-AA	0,00021		39,32
	F-SS	0,00007		103,93
	Transformator (110/20kV)	0,00086 <sup>22</sup>		9,44
<b>Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall</b>	SS-AB	-	-	-
	LS	-	0,0001	0,15
	TR-AA	-	-	-
	TR-SS	-	-	-
	F-AA	-	0,0001	7,96
	F-SS		0,0002	2,15
	Transformator (110/20kV)	0,0009		1,08
<b>Schutzversager</b>	Schutz	0,00387		1,51
<b>Leistungsschalterversager</b>	LS	0,00035		16,80 <sup>23</sup>

<sup>22</sup> Gewichteter Mittelwert der Jahre 2001 und 2011 aus [25]

<sup>23</sup> Dauer aus Ausfallmodell *Unabhängiger Ausfall mit Schutzauslösung* für Betriebsmittel Leistungsschalter entnommen

## 10.4 Ergänzende Ergebnisse zu prinzipiellen Zusammenhängen der übergreifenden Optimierung von Netz und Netzbetrieb

Tabelle 10.4: Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ausgewählter Ortsnetzstationen

$H_u$ [1/a]	ZV ohne Besim	ZV mit Besim (4 BMA)	ZV mit Besim (8 BMA)	ZV mit Besim (12 BMA)
ONS 1	0,44	0,44	0,44	0,44
ONS 2	0,04	0,04	0,04	0,04
ONS 3	0,35	0,35	0,35	0,35
ONS 4	0,09	0,09	0,09	0,09
ONS 5	0,10	0,10	0,10	0,10
ONS 6	0,14	0,14	0,14	0,14

Tabelle 10.5: Nichtverfügbarkeit ausgewählter Ortsnetzstationen

$Q_u$ [min/a]	ZV ohne Besim	ZV mit Besim (4 BMA)	ZV mit Besim (8 BMA)	ZV mit Besim (12 BMA)
ONS 1	22,8	49,5	48,0	47,0
ONS 2	2,2	2,5	2,4	2,4
ONS 3	19,6	34,5	33,3	32,3
ONS 4	7,0	12,8	12,3	11,9
ONS 5	14,5	16,8	16,5	16,4
ONS 6	82,8	88,2	87,4	87,0

## 10.5 Modell zur Nachbildung des Zusammenhangs von veränderter Instandhaltung und Zuverlässigkeitskenndaten

Zur mathematischen Beschreibung des Zusammenhangs zwischen mittlerer Dauer zwischen zwei Instandhaltungen und der mittleren Dauer zwischen zwei Ausfällen nach [96] wird eine vereinfachte Modellbildung vorgeschlagen [14]. Es wird der Annahme gefolgt, dass die Veränderung der Ausfallhäufigkeit zwischen zwei Instandhaltungen linear und nicht exponentiell verläuft. Die Veränderung der Häufigkeit von Betriebsmittelausfällen ergibt sich dann zu:

$$\frac{\overline{H}_A}{\overline{H}_0} = a + n(1-a) \quad (10.1)$$

mit:

- $\overline{H}_A$  resultierender Mittelwert für die Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels
- $\overline{H}_0$  ursprünglicher Mittelwert für die Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels
- a Anteil der Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels, der nicht durch Instandhaltung beeinflusst werden kann
- n Verhältnis des gewählten Instandhaltungsintervalls bezogen auf das ursprüngliche Instandhaltungsintervall

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Annahme gefolgt, dass 50 % der Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels durch Instandhaltung beeinflusst werden kann und die Dauer von Betriebsmittelausfällen eine feststehende Größe ist. Es wird ferner davon ausgegangen, dass der mit Gleichung 10.1 formulierte Zusammenhang für alle Betriebsmittel und alle Ausfallmodelle gilt.

## 10.6 Ergänzende Ergebnisse zur Versorgungszuverlässigkeit

**Tabelle 10.6: Mittlere Nichtverfügbarkeit SAIDI [min/a] für die Kombination aus Netz- (NB, NV50, NV10, NF6, NF9, NR, NI10+, NI10-) und Netzbetriebsvarianten (OA1 bis OA20, OR1, OR2, OR3)**

	OA1	OA2	OA3	OA4	OA6	OA8	OA9	OA12	OA20
<b>NB (OR1)</b>	17,0	16,2	15,9	15,5	15,3	15,1	15,0	14,8	14,5
<b>NB (OR2)</b>		14,2	13,9	13,6	13,3	13,2	13,1	12,8	12,6
<b>NB (OR3)</b>			12,8	12,6	12,3	12,1	12,0	11,8	11,6
<b>NV50 (OR1)</b>				14,1	13,8	13,7	13,6	13,4	13,1
<b>NV50 (OR2)</b>						11,8	11,8	11,6	11,4
<b>NV50 (OR3)</b>								10,7	10,5
<b>NV10 (OR1)</b>				15,1	14,7	14,6	14,5	14,3	14,0
<b>NV10 (OR2)</b>						12,7	12,6	12,4	12,1
<b>NV10 (OR3)</b>								11,4	11,2
<b>NF6 (OR1)</b>				14,1	13,9	13,7	13,6	13,5	13,2
<b>NF6 (OR2)</b>						11,8	11,8	11,6	11,4
<b>NF6 (OR3)</b>								10,6	10,4
<b>NF9 (OR1)</b>				13,5	13,2	13,1	13,0	12,9	12,7
<b>NF9 (OR2)</b>						11,3	11,3	11,2	11,0
<b>NF9 (OR3)</b>								10,2	10,0
<b>NR (OR1)</b>				15,1	14,9	14,6	14,6	14,4	14,1
<b>NR (OR2)</b>						12,8	12,7	12,5	12,2
<b>NR (OR3)</b>								11,5	11,2
<b>NI10+ (OR1)</b>				16,6	16,3	16,1	16,0	15,8	15,5
<b>NI10+ (OR2)</b>						14,0	13,9	13,7	13,5
<b>NI10+ (OR3)</b>								12,7	12,4

## 10.7 Ergänzende Informationen zur monetären Bewertung

Tabelle 10.7: Investitions- und Betriebskosten einzelner Betriebsmittel für Netzvarianten

Maßnahme / Betriebsmittel	Investition	Betriebskosten
Freileitung	-	4.800 EUR / a / km
Mittelspannungskabel	150.000 EUR / km	1.800 EUR / a / km
Einbau von Fernsteuerung in Schwerpunktstation (SPS)	25.000 EUR / SPS	3.000 EUR / a
MS-Schaltfeld mit Leistungsschalter	-	4.200 EUR / a
Ortsnetzstation	-	600 EUR / a
Transformator 110 / 20 kV	-	5.000 EUR / a

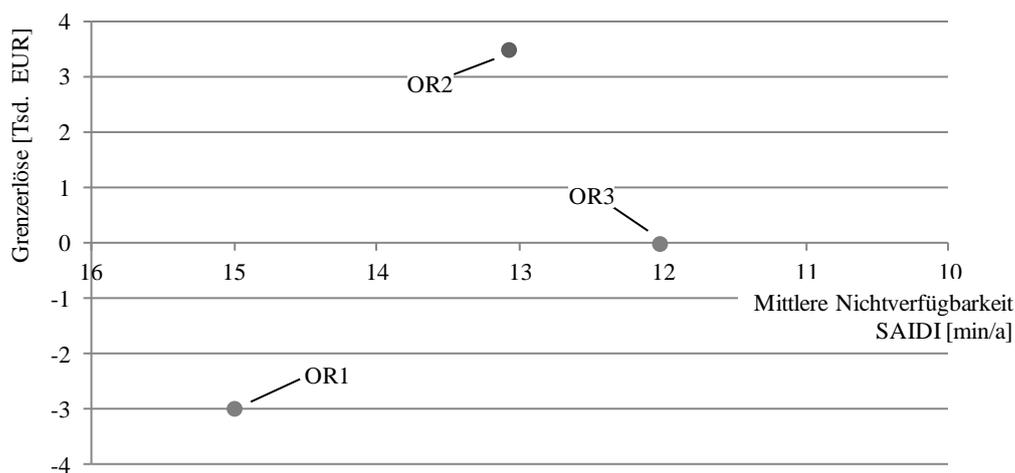
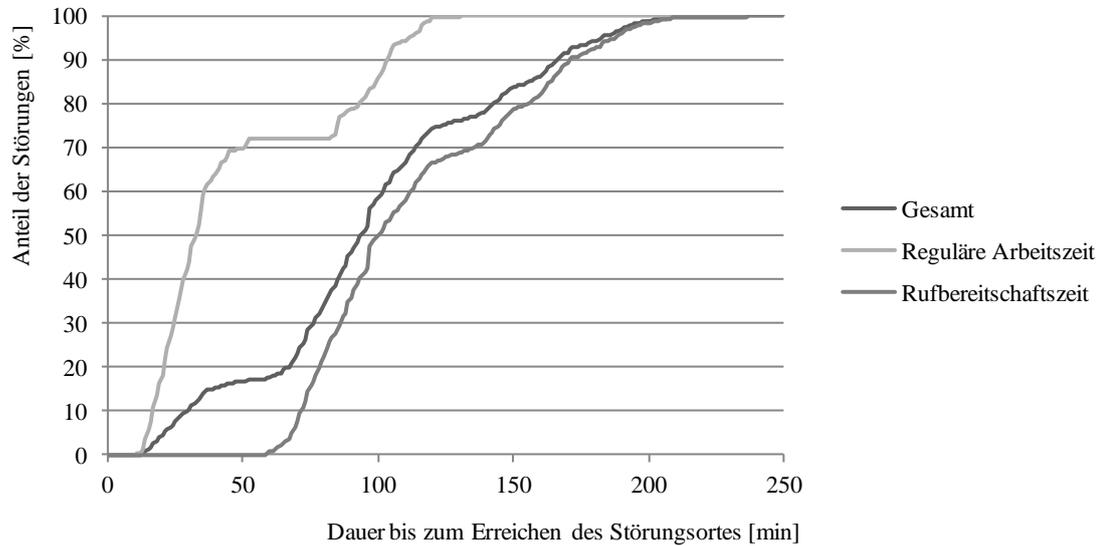
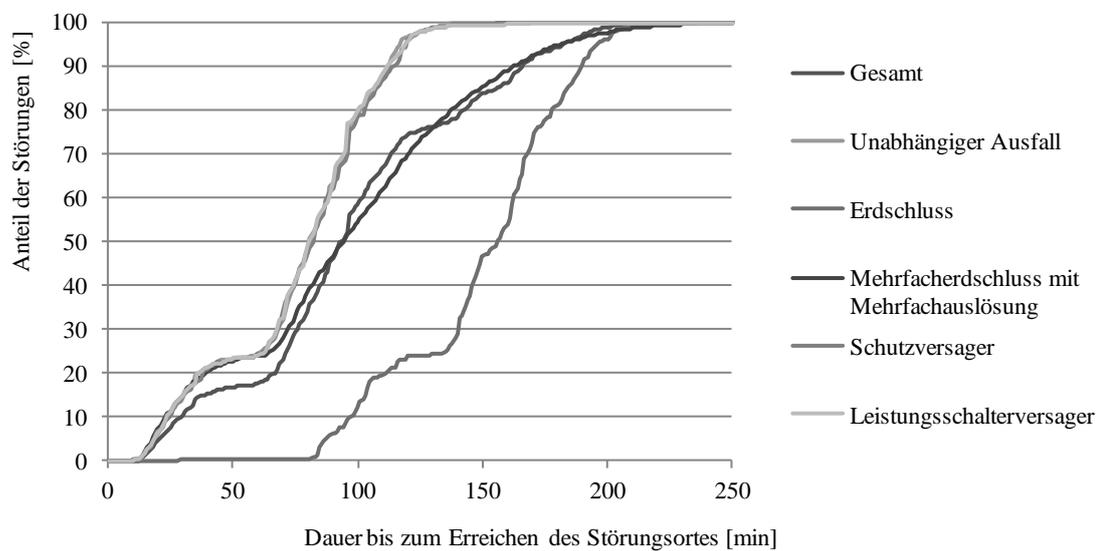


Abbildung 10.2: Grenzerlöse für die Netzvariante NB in Abhängigkeit der Anzahl der Anzahl der Rufbereitschaften (Varianten OR1 bis OR3) bei neun Betriebsmitarbeitern (OA9)

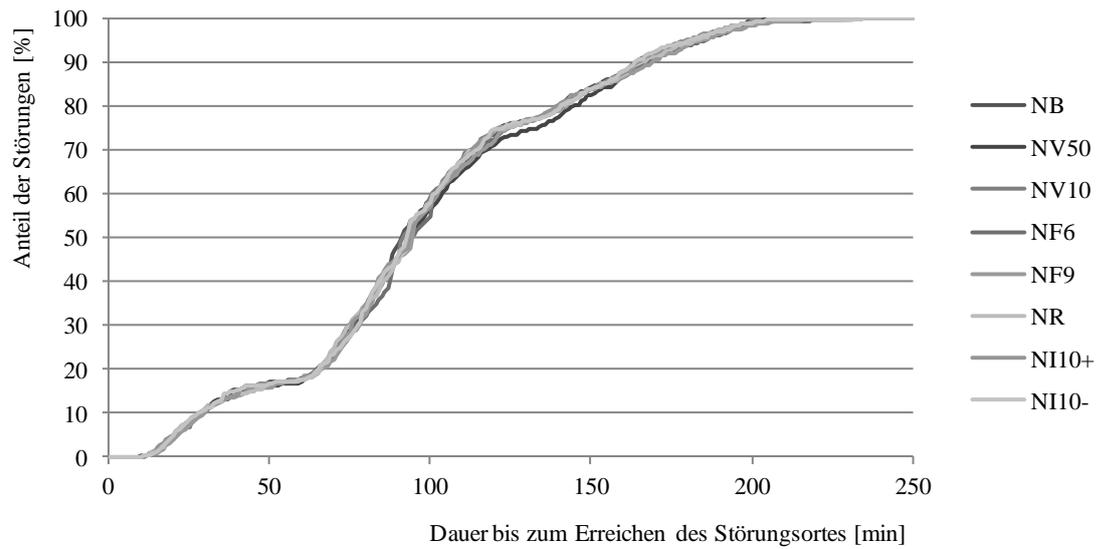
## 10.8 Ergänzende Ergebnisse zur Organisationsgüte



**Abbildung 10.3: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei der Netzbetriebsvariante OA12 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) im Basisnetz differenziert nach Eintrittszeitpunkt der Störung**

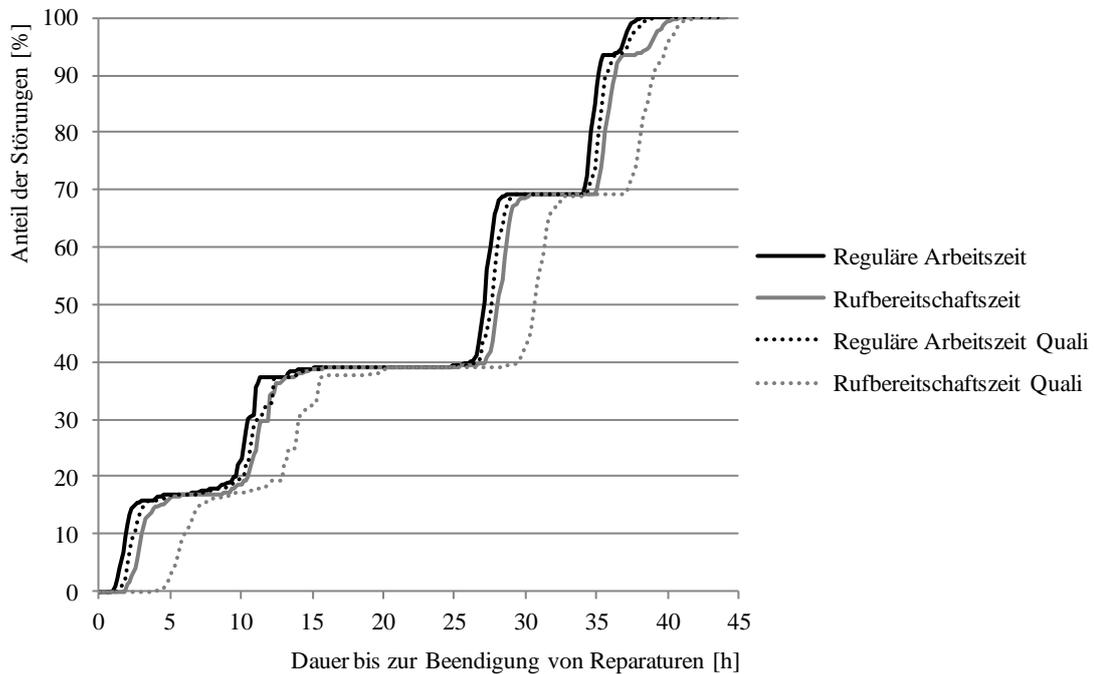


**Abbildung 10.4: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei der Netzbetriebsvariante OA12 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) im Basisnetz differenziert nach Ausfallmodell**

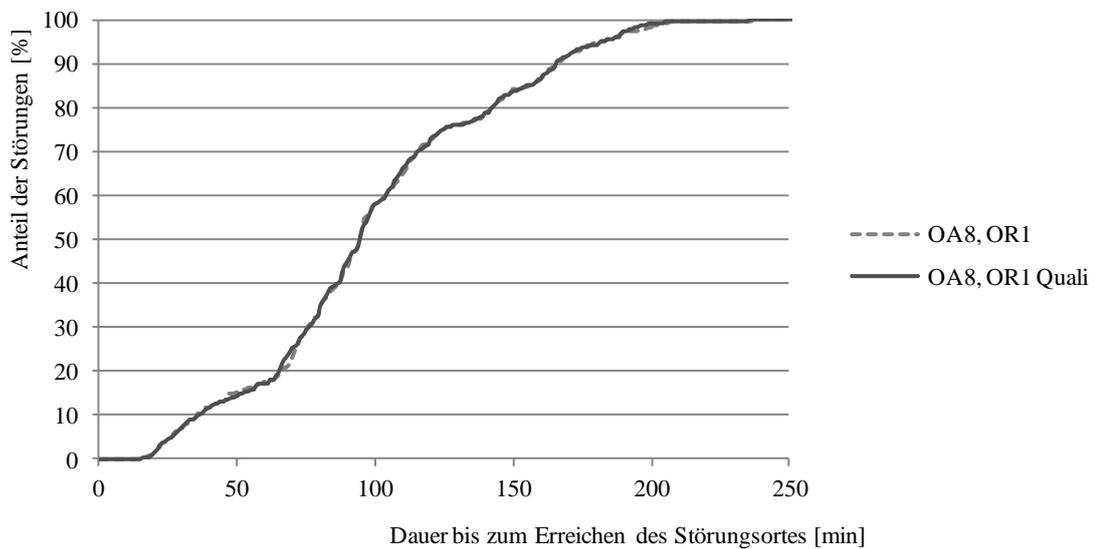


**Abbildung 10.5: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei der Netzbetriebsvariante OA12 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) differenziert nach Netzvariante**

## 10.9 Ergänzende Ergebnisse zur Einführung von Qualifikationen



**Abbildung 10.6: Verteilungsfunktion der Dauer bis zur Beendigung von Reparaturen bei der Netzbetriebsvariante OA8 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) mit (Quali) und ohne Einführung von Qualifikationsgruppen differenziert nach regulärer Arbeitszeit und Rufbereitschaftszeit**



**Abbildung 10.7: Verteilungsfunktion der Dauer bis zum Erreichen des Störungsortes bei der Netzbetriebsvariante OA8 in Verbindung mit einer Rufbereitschaft (OR1) mit (OA8, OR1 Quali) und ohne (OA8, OR1) Berücksichtigung von Qualifikationen**



## NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal (Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek)

### **Band 1**

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

### **Band 2**

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

### **Band 3**

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

### **Band 4**

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

### **Band 5**

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

### **Band 6**

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015